



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

ESTADOS FINANCIEROS PARA PROPOSITOS ESPECIALES

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes al ejercicio terminado al
31 de diciembre de 2012

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	9
- Patrimonio y Pasivos	10
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	11
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	12
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	13
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	14
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	15
1.- INFORMACION GENERAL.	15
2.- DESCRIPCION DEL SECTOR EN QUE PARTICIPA.	15
2.1 Sector electricidad.	
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	22
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	22
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	23
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2012, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	26
3.5.- Información financiera por segmentos operativos.	27
3.6.- Propiedades, planta y equipo.	27
3.7.- Propiedades de inversión.	28
3.8.- Activos intangibles.	28
3.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	29
3.10.- Activos financieros.	30
3.11.- Inventarios.	30
3.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	30
3.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	30
3.14.- Capital social.	31
3.15.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	31
3.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.	31
3.17.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	31
3.18.- Beneficios a los empleados.	32
3.19.- Provisiones.	32
3.20.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	34
3.21.- Reconocimiento de ingresos.	34
3.22.- Arrendamientos.	35
3.23.- Contratos de construcción.	35

	Página
3.24.- Distribución de dividendos.	35
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	46
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	47
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	47
4.3.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad	47
4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	47
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	37
5.1.- Riesgo financiero.	37
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	40
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	40
7.1.- Composición del rubro.	40
7.2.- Estratificación de la cartera.	43
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	44
7.4.- Provisión y castigos.	44
7.5.- Número y monto de operaciones.	44
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	45
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	46
8.2.- Directorio y Gerencia de la sociedad.	50
9.- INVENTARIOS.	51
10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	51
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	52
12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	53
13.1.- Inversiones en subsidiarias.	53
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	54
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	54
13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	56
14.- PLUSVALIA.	56
14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	56
15.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	57
15.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	57
15.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	57
15.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	57

16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	
16.1.- Vidas útiles.	57
16.2.- Detalle de los rubros.	58
16.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	60
16.4.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	61
16.5.- Costo por intereses.	61
16.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	61
16.7.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.	62
17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	63
17.1.- Activos por impuestos diferidos.	63
17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	63
17.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	63
17.4.- Compensación de partidas.	64
18.- PASIVOS FINANCIEROS.	65
18.1.- Clases de otros pasivos financieros.	65
18.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	66
18.3.- Obligaciones con el público (bonos).	66
19.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	67
19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	67
20.- OTRAS PROVISIONES.	68
20.1.- Provisiones – saldos.	68
20.2.- Movimiento de las provisiones.	68
21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	69
21.1.- Detalle del rubro.	69
21.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	69
21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	69
21.4.- Hipótesis actuariales.	70
21.5.- Sensibilización tasa de descuento.	70
22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	70
22.1.- Ingresos diferidos.	70
22.2.- Contratos de construcción.	71
23.- PATRIMONIO NETO.	71
23.1.- Capital suscrito y pagado.	71
23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	72
23.3.- Política de dividendos.	72
23.4.- Dividendos.	72
23.5.- Reservas.	72
23.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	73

	Página
24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	74
24.1.- Ingresos ordinarios.	74
24.2.- Otros ingresos, por función.	74
25.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	74
25.1.- Gastos por naturaleza.	75
25.2.- Gastos de personal.	75
25.3.- Depreciación y amortización.	75
25.4.- Otras ganancias (pérdidas).	76
26.- RESULTADO FINANCIERO.	76
26.1.- Composición diferencias de cambio.	77
27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	77
27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	77
27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	78
27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	78
27.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	79
27.5.- Efecto cambio de tasa impuesto de primera categoría, Ley N° 20.630.	79
28.- GANANCIAS POR ACCION.	79
29.- INFORMACION POR SEGMENTO.	80
29.1.- Criterios de segmentación.	80
29.2.- Cuadros patrimoniales.	80
29.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	82
29.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	83
30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	83
30.1.- Juicios y otras acciones legales.	83
30.2.- Sanciones administrativas.	86
30.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	87
30.4.- Sanciones.	88
30.5.- Restricciones.	89
31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	90
31.1.- Garantías comprometidas con terceros.	90
32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	90
33.- MEDIO AMBIENTE.	90

34.- HECHOS POSTERIORES.

91

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros para propósitos especiales de CGE Distribución S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros para propósitos especiales de acuerdo con las bases de preparación descritas en Nota 3.1. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros para propósitos especiales a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros para propósitos especiales presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con las bases de preparación descritas en la Nota 3.1.

Bases de preparación de los estados financieros para propósitos especiales

Los mencionados estados financieros para propósitos especiales han sido preparados para reflejar la situación financiera de CGE Distribución S.A. a base de los criterios descritos en Nota 3.1., antes de proceder a la consolidación, línea a línea, de los estados financieros de las subsidiarias detalladas en la Nota 13., las que están registradas en una sola línea del estado de situación bajo el método de la participación. Este tratamiento no modifica el resultado del ejercicio ni el patrimonio respecto de los estados financieros consolidados de CGE Distribución y subsidiaria. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.

Restricción de Uso

Este informe es únicamente para información y uso del Directorio y Accionistas de CGE Distribución S.A. para efectos de respaldo del proceso de reorganización societaria, por lo que no ha sido preparado para ser usado, ni debe ser usado, para ningún otro propósito y por ningún otro usuario distinto a los señalados.



Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 4 de marzo de 2013

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	13.983.137
Otros activos no financieros.	11	236.536
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	130.074.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	804.921
Inventarios.	9	178.626
Activos por impuestos.	10	2.370.051
Total activos corrientes		147.648.235
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	7	11.539.375
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	12	128.779.831
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	107.195
Plusvalía.	14	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	16	338.574.830
Propiedad de inversión.	15	517.603
Total activos no corrientes		584.258.888
TOTAL ACTIVOS		731.907.123

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	18	7.442.454
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	19	62.536.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	11.123.963
Otras provisiones.	20	1.550.939
Otros pasivos no financieros.	22	4.334.040
Total pasivos corrientes		86.987.728
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	18	218.520.006
Pasivo por impuestos diferidos.	17	6.557.218
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	12.345.579
Otros pasivos no financieros.	22	11.801
Total pasivos no corrientes		237.434.604
TOTAL PASIVOS		324.422.332
PATRIMONIO		
Capital emitido.	24	312.364.032
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		18.183.507
Primas de emisión.	24	1
Otras reservas.		76.937.251
Total patrimonio		407.484.791
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		731.907.123

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al Nota	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	24	595.149.631
Costo de ventas	25	(512.178.972)
Ganancia bruta		82.970.659
Otros ingresos, por función.	24	291.009
Gasto de administración.	25	(61.926.528)
Otras ganancias (pérdidas).	25	3.609.850
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		24.944.990
Ingresos financieros.	26	3.599.286
Costos financieros.	26	(13.390.914)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.		730.076
Diferencias de cambio.	26	(602)
Resultados por unidades de reajuste.	26	(5.129.219)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		10.753.617
Gasto por impuestos a las ganancias.	27	(987.992)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		9.765.625
Ganancia (pérdida)		9.765.625
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.		55,12
Ganancia (pérdida) por acción básica.		55,12

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01/01/2012
	al	31/12/2012
	Nota	M\$
Ganancia (pérdida)		9.765.625
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	27.4	151.203
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		151.203
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.		377.933
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		529.136
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	27.4	(30.243)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	27.4	(3.749.435)
Impuesto a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(3.779.678)
Otro resultado integral		(3.250.542)
Total resultado integral		6.515.083
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		6.515.083
Total resultado integral		6.515.083

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Otras reservas varias	Total reservas		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	190.294.959	1	64.610.630	(120.960)	10.097.629	74.587.299	8.607.632	273.489.891
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	9.765.625	9.765.625
Otro resultado integral	0	0	(3.371.502)	120.960	0	(3.250.542)	0	(3.250.542)
Total resultado integral	0	0	(3.371.502)	120.960	0	(3.250.542)	9.765.625	6.515.083
Emisión de patrimonio.	122.069.073	0	0	0	0	0	0	122.069.073
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(4.429.367)	(4.429.367)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(4.239.617)	0	9.840.111	5.600.494	4.239.617	9.840.111
Total incremento (disminución) en el patrimonio	122.069.073	0	(4.239.617)	0	9.840.111	5.600.494	(189.750)	127.479.817
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	312.364.032	1	56.999.511	0	19.937.740	76.937.251	18.183.507	407.484.791

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01/01/2012 31/12/2012 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.		867.564.834
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(724.829.631)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(24.540.409)
Otros cobros y pagos de operación		
Intereses pagados.		(153.311)
Intereses recibidos.		860.373
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(607.556)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(17.366.203)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		100.928.097
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Compras de propiedades, planta y equipo.		(21.905.520)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(21.905.520)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.		39.244.709
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		39.244.709
Préstamos de entidades relacionadas.		879.489.598
Pagos de préstamos.		(76.261.560)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(898.495.562)
Dividendos pagados.		(4.426.477)
Intereses pagados.		(11.499.379)
Dividendos recibidos.		2.401.071
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(69.547.600)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		9.474.977
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		9.474.977
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		4.508.160
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio		13.983.137

CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

1.- INFORMACION GENERAL.

CGE Distribución S.A. es una Sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 14 en la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes 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° 0841, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE Distribución S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”), quien posee el 99,77 % de la propiedad accionaria.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 112 de fecha 04 de marzo de 2013, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCION DEL SECTOR EN QUE PARTICIPA.

2.1.- Sector electricidad.

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

2.1.1.- Aspectos regulatorios.

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

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en los precios y han afectado la oferta de energía.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual la Sociedad desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, 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 aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que 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 con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, 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.

2.1.2.- Mercado de distribución de electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío y de la Araucanía y abastece a 1.392.641 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 7.077 GWh.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE Distribución S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2008, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos la Sociedad contrató el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A. y Eléctrica Puntilla S.A., acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la Sociedad por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Así, CGE Distribución S.A. ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

En el mes de julio de 2011, el CDEC-SIC informó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia del mes de mayo de 2011, por parte de las empresas Campanario Generación S.A. -empresa proveedora de la Sociedad y Central Tierra Amarilla S.A., agregando que las gestiones de cobranza respectivas no tuvieron resultados positivos.

Después de solicitar antecedentes adicionales, mediante la Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes.

Por lo anterior, la Superintendencia ha determinado que los consumos abastecidos por Campanario Generación S.A. sean abastecidos por el resto de los generadores del sistema, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.

La señalada Resolución N° 2288/2011 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tendrá vigencia mientras no se resuelva la situación material de incumplimiento de Campanario Generación S.A. de las obligaciones derivadas de los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia del CDEC-SIC, que afecta la cadena de pagos, o entren en vigor nuevos contratos adjudicados de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos, una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, por lo que CGE Distribución S.A. presentó a la Comisión Nacional de Energía una propuesta para las bases de la licitación de suministro denominada "Licitación CGED 2012/01", cuyo objeto es licitar el bloque de suministro contratado con Campanario Generación S.A., para el evento en que el contrato suscrito con ella termine anticipadamente.

Así, CGE Distribución S.A. realizó tres licitaciones para abastecer los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en el año 2009, los cuales han sido declarados desiertas con fechas 4 de junio, 30 de julio y 28 de septiembre de 2012, respectivamente. Posteriormente, como resultado de una cuarta licitación realizada, la Sociedad adjudicó el 7 de diciembre de 2012 el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A. La Sociedad ya ha presentado una nueva propuesta de bases a la Comisión Nacional de Energía, con el fin de licitar la energía no adjudicada a la fecha.

Por otro lado, debido al término -el 31 de diciembre de 2013- del bloque variable de los contratos suscritos en el año 2006 y para cubrir algunos déficits detectados, en el mes de noviembre de 2011, CGE Distribución S.A. presentó bases a la Comisión Nacional de Energía para la realización de un proceso de licitación adicional, las cuales se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE Distribución S.A. se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia termina el 31 de diciembre de 2012.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron el año 2012, la Sociedad inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes, las cuales a la fecha se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad. En el mes de enero de 2013, las sociedades han comunicado esta situación a la Comisión Nacional de Energía, señalándole que resulta necesario que instruya o solicite a la autoridad que corresponda la forma de resolver esta situación a consecuencia de su decisión de no aprobar oportunamente las bases de la licitación para satisfacer los déficit indicados a partir del año 2012. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Demanda:

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos. 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 lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

Mercado de Generación:

En el mes de febrero de 2011, fue promulgado un decreto de racionamiento de energía, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011, la cual fue extendida, en el mes de agosto, hasta el 30 de abril de 2012 y, posteriormente, en el mes de abril de 2012, hasta el 30 de agosto de 2012. En este decreto se dispusieron medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

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

Así, en febrero de 2011, el Ministerio de Energía instruyó a las empresas de distribución de energía eléctrica, que sirven en el área del Sistema Interconectado Central, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir la tensión de suministro en el punto de conexión de sus clientes, afectando con ello los niveles de consumo de sus clientes.

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

Al respecto, si bien la situación referida estuvo fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no siendo posible asegurar que ellas no se repitan en el futuro, y por las restricciones de capacidad en los sistemas de transmisión, las condiciones existentes permiten estimar que el riesgo asociado a la aplicación de programas de corte es acotado.

2.1.3.- 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 se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

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

Valor agregado de distribución:

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

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

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de fijación del valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor 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, así como también, los costos asociados a las instalaciones de subtransmisión, que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Cabe señalar al respecto, que durante el año 2012 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. Debido a lo anterior, aún se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Adicional a lo anterior, CNE en su Informe Técnico correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central de noviembre de 2011, establece que la "Determinación de excedente o déficit de recaudaciones" por diferencias en los físicos de compra, depende sustantivamente de las condiciones de aplicación que establezca el decreto tarifario de subtransmisión que reemplace al actual (Decreto Supremo N°320). Debido a esto, dicha Comisión ha estimado conveniente

postergar la aplicación del cargo por excedente o déficit señalado, hasta la fecha en que el decreto que fije las nuevas tarifas de subtransmisión sea publicado. Lo anterior ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

Precios de servicios asociados al suministro:

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

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

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

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

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, 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.

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de fijación de los precios de los servicios al suministro de electricidad, los cuales, como se ha señalado, deben ser determinados con ocasión de la fijación del valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Por otro lado, el 26 de noviembre de 2011, como resultado de una investigación efectuada a solicitud de algunos parlamentarios y consumidores, la Fiscalía Nacional Económica solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que se califiquen como sujetos a fijación de precios de los siguientes servicios: arriendo de equipos de medida electrónicos, reubicación de empalmes y equipos de medida, cambio de acometida por concéntrico, reparación de empalmes, emisión de boleta solicitada por cliente fuera del proceso de facturación, instalación de empalmes provisorios, arriendo de empalmes provisorios, certificado de suministro, certificado de urbanización, recaudación en terreno e intervención de tendido eléctrico y de redes de distribución. Adicionalmente, solicitó que se proponga al Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía, la dictación de los preceptos legales y reglamentarios para establecer que los ingresos originados por la prestación de servicios asociados al uso de

infraestructura u otros costos fijos de las distribuidoras sean considerados en la determinación de sus tarifas.

Así, mediante Resolución 42 del 12 de octubre de 2012, dicho Tribunal declaró que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria, por lo que se califican como sujetos a fijación de precios los servicios de arriendo de equipos de medida electrónicos; de retiro de equipos de medida electrónicos; de reubicación de empalmes y equipos de medida; de cambio de acometida por concéntrico; de reparación de empalmes; de ejecución o instalación de empalmes provisorios; y de arriendo de empalmes provisorios. Además, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia rechazó la solicitud de proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Energía, la modificación de preceptos legales y reglamentarios referida precedentemente.

La Sociedad estima que esta resolución no tiene efectos materiales relevantes ya que los volúmenes prestados de esos servicios son muy menores, con excepción del servicio de arriendo de equipos de medida electrónicos, en cuyos subtipos más masivos se aplican los precios regulados por arriendo de medidores electromecánicos. Además, los precios de los servicios asociados al suministro son determinados marginalmente, respecto del Valor Agregado de Distribución, por lo que en su tarificación no se considera activos importantes.

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.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros para propósitos especiales fueron preparados exclusivamente para uso del Directorio y Accionistas, para efectos de respaldo del proceso de reorganización societaria, los que han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"), con excepción de:

- La no inclusión de estados financieros comparativos con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011.
- La presentación de las inversiones en subsidiarias al valor patrimonial, en circunstancias que NIIF requiere que cuando se presenten estados financieros separados, estas inversiones deben presentarse al costo.

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

En la preparación de los estados financieros se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado

de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

3.2.- 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.

- 3.2.1.- 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 tuvo impactos en los estados financieros de CGE Distribución S.A.
- 3.2.2.- 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 de inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”, la excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de 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, la cual no tuvo efectos para CGE Distribución S.A.
- 3.2.3.- 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 CGE Distribución S.A.

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

- 3.3.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la 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.
- 3.3.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los otros resultados integrales se clasifiquen y agrupen evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores.
- 3.3.3.- 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. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013.

- 3.3.4.- 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.
- 3.3.5.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.3.6.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- 3.3.7.- 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.
- 3.3.8.- 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.
- 3.3.9.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.3.10.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.3.11.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma todos los requerimientos de revelaciones en los estados financieros relacionadas con las participaciones en otras entidades, sean estas calificadas como subsidiarias, asociadas u operaciones conjuntas. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.

- 3.3.12.- 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 1 de enero de 2013.
- 3.3.13.- 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.
- 3.3.14.- Mejora 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.
- 3.3.15.- Mejora a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Emitida en mayo de 2012. Aclara que una empresa puede aplicar IFRS 1 más de una vez, bajo ciertas circunstancias. Aplicable a períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.16.- Mejora a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica requerimientos de información comparativa cuando la entidad presenta una tercera columna de balance. Aplicable a períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.17.- Mejora a la NIC 32 “Presentación de Instrumentos Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica el tratamiento del impuesto a las ganancias relacionado con las distribuciones y costos de transacción. Aplicable para períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.18.- Mejora 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 medidas 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.
- 3.3.19.- Enmiendas a las NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y NIIF 12 “Revelaciones de participaciones en otras entidades”. Emitida en junio de 2012. La modificación clarifica las disposiciones transitorias para NIIF 10, indicando que es necesario aplicarla el primer día del período anual en la que se adopta la norma. Por lo tanto, podría ser necesario realizar modificaciones a la información

comparativa presentada en dicho período, si es que la evaluación del control sobre inversiones difiere de lo reconocido de acuerdo a NIC 27/SIC 12. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2013.

- 3.3.20.- Mejora a las NIC 27 “Estados Financieros Separados” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”. Emitida en octubre de 2012. Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de inversión. Esta modificación requiere que una entidad de inversión mida esas subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados de acuerdo a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” en sus estados financieros consolidados y separados. Las modificaciones también introducen nuevos requerimientos de información a revelar relativos a entidades de inversión en la NIIF 12 y en la NIC 27. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014.

La Administración del Grupo CGE 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 pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

- 3.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

- 3.4.2.- 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 y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que

ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.4.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$/ US\$	CL \$ / UF
31/12/2012	479,96	22.840,75

CL \$ Pesos chilenos US \$ Dólar estadounidense
U.F. Unidades de fomento

3.5.- 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 sector eléctrico, para el que se toman las decisiones estratégicas, esta información se detalla en Nota 30.

3.6.- 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 eléctrico, 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 valoradas 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 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.

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

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.

3.8.- Activos intangibles.

3.8.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de las ex subsidiarias Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. y la Empresa Eléctrica del Sur S.A. El menor valor

relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

3.8.2.- 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.

3.8.3.- Programas informáticos.

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

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

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

3.9.- 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.

3.10.- 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.

3.10.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor justo).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

3.10.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son 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 de los estados 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.

3.11.- Inventarios.

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

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

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

3.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes 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. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

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.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. 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 como abono en el estado de resultados.

3.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como otros pasivos financieros en el pasivo corriente.

3.14.- Capital social.

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

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

3.15.- 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.

3.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

3.17.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados 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 la inversión en subsidiaria y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.18.- Beneficios a los empleados.

3.18.1.- Vacaciones del personal.

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

3.18.2.- Beneficios post jubilatorios.

La Sociedad mantiene, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.18.3.- 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 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 rendimientos de mercado de bonos 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 y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

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

Los beneficios por cese que no califican lo descrito en el punto 3.19.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

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

3.18.5.- 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.

3.19.- 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 contratos onerosos, 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 CGE Distribución S.A. 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.

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

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

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

3.21.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

3.21.1.- Ventas de electricidad.

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

3.21.2.- Ventas de bienes.

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

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

3.21.3.- Ingresos por intereses.

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

3.21.4.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se percibe su pago.

3.22.- Arrendamientos.

3.22.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

3.22.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro propiedades, planta y equipo, o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.23.- Contratos de construcción.

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

3.24.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas 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.

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

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 e intangibles.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada, ver Nota 15.1.

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

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de mercado de bonos 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 22 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 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 puede generar modificaciones significativas sobre los estados financieros de la Sociedad.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido CGE Distribución S.A. son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

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

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

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos o UF, Compañía General de Electricidad S.A., matriz de CGE Distribución S.A., ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad no posee stock de deuda en moneda extranjera, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. La deuda financiera total de CGE Distribución S.A. se encuentra expresada en un 84,31% en Unidades de Fomento y un 15,69% en pesos.

Tipo de deuda	31/12/2012	
	M\$	%
Deuda en CL\$	35.449.668	15,69%
Deuda en unidades de fomento	190.512.792	84,31%
Total deuda financiera	225.962.460	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2012, CGE Distribución S.A. mantienen un 84,31% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre del 2012,

los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 1.753.767.- y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

Al 31 de diciembre de 2012 la deuda financiera de CGE Distribución S.A. se encuentra estructurada en un 28% a tasa fija y un 72% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 1.191.924.- de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 2.178.426.- de mayor gasto.

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

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A., 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. En efecto al 31 de diciembre de 2012, un 95% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos y créditos bancarios.

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, se 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.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses de la Sociedad, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31/12/2012	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	8.760.414	82.258.384	81.276.910	56.140.434	0	228.436.142
Bonos	8.040.424	15.828.483	23.784.489	31.318.019	21.318.703	100.290.118
Total	16.800.838	98.086.867	105.061.398	87.458.453	21.318.703	328.726.259
Porcentualidad	5%	30%	32%	27%	6%	100%

5.1.5.- Riesgo de crédito, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En la actividad de distribución de electricidad de CGE Distribución S.A., principal negocio del Grupo CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La mayor parte de las ventas en términos de volumen, corresponde al segmento residencial-industrial. Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar es de aproximadamente 3,5 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representan un monto poco significativo, del orden de 4,8% del total de ingresos operacionales.

Conceptos	31/12/2012 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	595.149.631
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	170.143.409
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	28.529.070
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,8%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 31 de diciembre de 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 un resumen de los pasivos financieros de CGE Distribución S.A. que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2012	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	162.946.704	165.622.833	1,62%
Bonos y efectos de comercio.	63.015.756	65.938.041	4,43%
Total pasivo financiero	225.962.460	231.560.874	2,42%

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2012, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información (“inputs”) provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).

Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2012 M\$
Efectivo	
Efectivo en caja.	7.580.996
Saldos en bancos.	6.402.141
Total efectivo.	13.983.137

El efectivo y equivalentes de efectivo incluido en los estados financieros de situación financiera al 31 de diciembre de 2012, no difiere del presentado en los estados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2012 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	13.983.137
Total		13.983.137

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

7.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes	No corrientes
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, neto.	126.061.163	11.453.298
Otras cuentas por cobrar, neto. (*)	4.013.801	86.077
Total	130.074.964	11.539.375

(*) Ver Nota 7.1.2

7.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

(*) Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes	No corrientes
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Por cobrar al personal		
Anticipo asignación feriado legal.	210.564	0
Anticipo honorarios.	790	0
Préstamos al personal.	242.104	86.077
Sub total	453.458	86.077
Impuestos por recuperar		
Iva crédito fiscal.	2.662.220	0
Sub total	2.662.220	0
Deudores varios		
Anticipo Proveedores.	816.976	0
Crédito a terceros.	15.347	0
Otros.	65.800	0
Sub total	898.123	0
Total	4.013.801	86.077

7.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes	No corrientes
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, bruto.	154.590.233	11.453.298
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.013.801	86.077
Total	158.604.034	11.539.375

7.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales.	28.529.070
Total	28.529.070

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2012, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2012 M\$
Saldo inicial.	20.262.641
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del ejercicio.	(1.109.945)
Aumento (disminución) del ejercicio.	9.376.374
Total	28.529.070

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libro 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, en 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, por otra parte en el Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico.

La Sociedad 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. Este porcentaje se establece considerando la experiencia de cobranza sobre base histórica que ha tenido la distribuidora, 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 6 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 sólo por su parte de capital.

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

31/12/2012	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	85.788.940	23.402.653	5.257.418	2.333.762	2.043.637	1.987.785	1.788.942	1.585.022	1.516.306	40.339.066	166.043.531	154.590.233	11.453.298
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.099.878	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.099.878	4.013.801	86.077
Provision deterioro	(268.613)	(274.626)	(261.605)	(269.609)	(292.665)	(302.540)	(304.997)	(279.020)	(314.810)	(25.960.585)	(28.529.070)	(28.529.070)	0
Total	89.620.205	23.128.027	4.995.813	2.064.153	1.750.972	1.685.245	1.483.945	1.306.002	1.201.496	14.378.481	141.614.339	130.074.964	11.539.375

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

31/12/2012								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	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	35.547.054	0	0	0	0	35.433.053	0
Por vencer.	609.055	27.608.439	(198.624)	35.904	22.747.448	(69.989)	50.355.887	(268.613)
Sub total por vencer	609.055	63.155.493	(198.624)	35.904	22.747.448	(69.989)	85.788.940	(268.613)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	291.174	22.459.848	(203.071)	27.042	942.805	(71.555)	23.402.653	(274.626)
Entre 31 y 60 días	78.056	4.802.829	(193.442)	8.611	454.589	(68.163)	5.257.418	(261.605)
Entre 61 y 90 días	9.348	1.999.478	(199.361)	2.556	334.284	(70.248)	2.333.762	(269.609)
Entre 91 y 120 días	5.772	1.671.112	(216.409)	1.726	372.525	(76.256)	2.043.637	(292.665)
Entre 121 y 150 días	4.639	1.651.337	(223.711)	1.647	336.448	(78.829)	1.987.785	(302.540)
Entre 151 y 180 días	3.767	1.433.468	(225.528)	1.458	355.474	(79.469)	1.788.942	(304.997)
Entre 181 y 210 días	3.513	1.272.205	(206.320)	1.406	312.817	(72.700)	1.585.022	(279.020)
Entre 211 y 250 días	2.948	1.266.751	(232.784)	1.267	249.555	(82.026)	1.516.306	(314.810)
Más de 250 días	146.152	36.239.846	(22.426.260)	31.004	4.099.220	(3.534.325)	40.339.066	(25.960.585)
Sub total vencidos	545.369	72.796.874	(24.126.886)	76.717	7.457.717	(4.133.571)	80.254.591	(28.260.457)
Total	1.154.424	135.952.367	(24.325.510)	112.621	30.205.165	(4.203.560)	166.043.531	(28.529.070)

7.4.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre 2012 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Provisión cartera no repactada	4.533.539
Provisión cartera repactada	3.732.890
Castigos del período o ejercicio	1.109.945
Total	9.376.374

7.5.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente por venta de energía, y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Eléctrico	15.847.837	595.149.631
Total	15.847.837	595.149.631

8.- 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, 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.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes
							31/12/2012 M\$
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	231
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	23.240
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	4.006
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	3.020
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	115
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	8.357
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.262
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.138
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	16.632
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2.990
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.089
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	11.545
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	15.012
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	67.383
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	494
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	477.817
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	4.892
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.631
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	119.560
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	5.097
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	26.953
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Venta de activo fijo	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.183
96.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.038
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	615
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	716
96.868.110-9	Hormigones de Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2.466
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	315
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	124
TOTALES							804.921

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes
							31/12/2012 M\$
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	838
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.368.129
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	199.320
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cte. mercantil	A la vista	Matriz	CL \$	2.464.059
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	150.480
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	720.082
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.321.256
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	43.391
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	694
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	69.690
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.595
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	2.357.196
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	2.215.395
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	210.215
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.623
TOTALES							11.123.963

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	2.242.151	(2.242.151)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	107.132	(107.132)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	8.273.800	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	2.098	2.098
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	55.427	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	12.304	(12.304)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	8.023	8.023
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	2.341	2.341
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	30.133	30.133
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios prestados	CL \$	612	612
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	979.455	(979.455)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de Gastos	CL \$	6.063	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	82.395	82.395
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.792.395	4.792.395
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	1.232.300	(1.232.300)
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Abono)	CL \$	6.996.604	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	2.863	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	1.685	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	11.100.306	(11.100.306)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.871.339	(1.871.339)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas	CL \$	2.278.764	(2.278.764)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	10.936	(10.936)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	263	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	855	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	3.258	3.258
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Materiales	CL \$	7.702	7.702
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	32.571	32.571
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	411	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	180.318	180.318
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	38.000	38.000
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	23.418	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	16.846	(16.846)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	29.857	29.857
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	315	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	25.574	(25.574)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos	CL \$	7.856	(7.856)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	2.178	2.178
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	460.671	(460.671)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	755.300	755.300
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	6.832	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	578	578

Continuación:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	9.528.136	9.528.136
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	5.065.263	5.065.263
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	1.018.524	(1.018.524)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	11.023	(11.023)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Venta de equipos	CL \$	11.836	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	1.260	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	10.324.022	(10.324.022)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	56.660	(56.660)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	721.824	(721.824)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	10.103	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	13.675	(13.675)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	7.210	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	64.199	(64.199)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	6	6
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	48.857	48.857
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	236.465	236.465
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	99.629	(99.629)
96.893.200-9	Transemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	8.171	8.171
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	45.389	(45.389)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	6.260	(6.260)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	185	185
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	60	60
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	1.986	1.986
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	1.759.734	(1.759.734)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	251.604	251.604
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	3.284	(3.284)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Abonos)	CL \$	8.404.827	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	122.299	122.299
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	443.596	443.596
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	47.083	(47.083)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	24.178	(24.178)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	770	(770)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	32.327	(32.327)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de equipos	CL \$	2.675	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	2.236	(2.236)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	775.640	(775.640)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	38.000	38.000
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	22.203	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	4.838.383	4.838.383
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	2.352	2.352
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	747	0
TOTALES						85.734.610	(8.798.969)

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de CGE Distribución S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2012 se eligió el Directorio actual de la Sociedad.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 102 de fecha 20 de abril de 2012, el Directorio de CGE Distribución S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

Francisco Marín Jordán	Presidente del Directorio
Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente del Directorio
Cristián Bulnes Álamos	Director
Cristián Neuweiler Heinsen	Director
Rafael Marín Jordán	Director
Eduardo Morandé Montt	Director
Gonzalo Palacios Vásquez	Director

El equipo gerencial de CGE Distribución S.A. lo componen un Gerente General, 4 Gerentes de Área, 3 Gerentes Regionales y 10 Subgerentes de Área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 16 de abril de 2012, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2012:

- Dietas por asistencia a sesiones.
Pagar a cada Director 45 Unidades de Fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio será el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 diciembre de 2012 a los Señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01/01/2012 31/12/2012
		Dieta directorío M\$
Francisco Marín Jordán	Presidente	22.391
Francisco J. Marín Estévez	Ex - Presidente	8.073
Carlos Hornauer Herrmann	Vice-Presidente	12.197
Gonzalo Rodríguez Vives	Ex - Director	3.024
Pablo Guarda Barros	Ex - Director	4.037
Cristian Neuweiler Heinsen	Director	12.201
Pablo J. Pérez Cruz	Ex - Director	4.037
Cristian Bulnes Alamos	Director	9.177
Eduardo Rafael Morande Montt	Director	9.177
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	9.177
Rafael Marín Jordán	Director	8.159
Totales		101.650

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.383.762 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

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

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente
	31/12/2012 M\$
Mercaderías para la venta.	140.015
Suministros para mantención.	178.626
Provisión de deterioro.	(140.015)
Total	178.626

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	Corrientes
	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.624.839

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente
	31/12/2012 M\$
Activos por impuestos	
Pagos provisionales mensuales.	2.294.460
Créditos al impuesto.	746.185
Subtotal activos por impuestos	3.040.645
Pasivos por impuestos	
Impuesto a la renta de primera categoría.	(670.594)
Subtotal pasivos por impuestos	(670.594)
Total activos (pasivos) por impuestos	2.370.051

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2012.

Otros activos no financieros	Corrientes
	31/12/2012 M\$
Gastos pagados por anticipado.	59.813
Boletas en garantía.	176.723
Total	236.536

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

12.1.- Inversiones en subsidiarias.

12.1.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2012 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Emel Sur S.A.	Chile	CL\$	98,15775%	98,15775%	0	131.807.111	730.076	(1.572.130)	(2.254.266)	69.040	128.779.831
Total					0	131.807.111	730.076	(1.572.130)	(2.254.266)	69.040	128.779.831

12.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Inversiones en sociedades subsidiarias al 31 de diciembre de 2012	Porcentaje participación	Activos			Pasivos y patrimonio				Resultados				
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Emel Sur S.A.	98,15775%	38.151.470	200.809.478	238.960.948	47.134.230	60.629.910	107.764.140	131.196.808	82.116.472	(66.795.122)	(14.577.572)	743.778	730.076
Total		38.151.470	200.809.478	238.960.948	47.134.230	60.629.910	107.764.140	131.196.808	82.116.472	(66.795.122)	(14.577.572)	743.778	730.076

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

13.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles	31/12/2012		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	226.086	(164.088)	61.998
Otros activos intangibles identificables.	49.083	(3.886)	45.197
Total	275.169	(167.974)	107.195

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2012 es de vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2012 M\$
Activos intangibles de vida finita.	167.974
Total	167.974

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

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	10	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31/12/2012		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	82.697	44.213	126.910
Amortización.	(20.699)	(1.016)	(21.715)
Otros incrementos (disminuciones).	0	2.000	2.000
Cambios, total	(20.699)	984	(19.715)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	61.998	45.197	107.195

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31/12/2012	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	45.197	Definida
Total	45.197	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2012 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Costo de ventas.	13.865
Gastos de administración.	7.850
Total	21.715

13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil definida.

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2012
					Saldo al 31/12/2012 M\$
80.215.300-7	Sociedad Electricidad del Sur S.A.	30/07/1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	30/04/2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002
Totales					104.740.054

14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.9. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por la Sociedad para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, plata y equipo.

Las tasas de descuento reales antes de impuestos, aplicadas en la última evaluación al 31 de diciembre de 2012 fluctúan entre 5,5% y 6,4% para el negocio eléctrico.

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

15.- PROPIEDADES DE INVERSION.

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

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2012 M\$
Saldo Inicial	466.984
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	50.619
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	50.619
Total	517.603

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31/12/2012 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	517.603
Total	517.603

15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012, no registra movimientos por este concepto.

16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

16.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7

16.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	28.190.733
Terrenos.	1.417.427
Edificios.	1.167.715
Planta y equipos.	305.444.369
Subestaciones de distribución.	45.607.024
Líneas y redes de media y baja tensión.	250.910.789
Medidores.	8.926.556
Instalaciones fijas y accesorios	2.193.450
Equipos de comunicaciones.	124.863
Herramientas.	535.296
Muebles y útiles.	202.179
Instalaciones y accesorios diversos.	1.331.112
Vehículos de motor.	161.136
Total	338.574.830

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	28.190.733
Terrenos.	1.417.427
Edificios.	1.529.704
Planta y equipos.	433.798.355
Subestaciones de distribución.	64.109.674
Líneas y redes de media y baja tensión.	354.801.026
Medidores.	14.887.655
Instalaciones fijas y accesorios	9.372.774
Equipos de comunicaciones.	576.888
Herramientas.	2.085.281
Muebles y útiles.	1.417.539
Instalaciones y accesorios diversos.	5.293.066
Vehículos de motor.	2.054.665
Total	476.363.658

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Edificios.	361.989	422.176
Planta y equipos.	128.353.986	116.754.347
Subestaciones de distribución.	18.502.650	16.636.173
Líneas y redes de media y baja tensión.	103.890.237	94.889.386
Medidores.	5.961.099	5.228.788
Instalaciones fijas y accesorios	7.179.324	6.917.367
Equipos de comunicaciones.	452.025	397.103
Herramientas.	1.549.985	1.247.523
Muebles y útiles.	1.215.360	1.891.154
Instalaciones y accesorios diversos.	3.961.954	3.381.587
Vehículos de motor.	1.893.529	1.879.150
Total	137.788.828	125.973.040

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento año 2012		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012		25.418.193	1.220.647	913.667	304.908.183	3.243.662	233.259	335.937.611
Cambios	Adiciones.	17.547.713	0	0	693.483	91.923	38.822	18.371.941
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		0	0				0
	Retiros.		0	0	(2.193.927)	(158.072)	0	(2.351.999)
	Gasto por depreciación.			(21.871)	(12.664.106)	(1.056.217)	(110.945)	(13.853.139)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		196.780	275.635	0	0	0	472.415
	Sub total reconocido en patrimonio neto		196.780	275.635	0	0	0	472.415
	Otros incrementos (decrementos).	(14.775.173)	0	284	14.700.736	72.154	0	(1.999)
Total cambios	2.772.540	196.780	254.048	536.186	(1.050.212)	(72.123)	2.637.219	
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		28.190.733	1.417.427	1.167.715	305.444.369	2.193.450	161.136	338.574.830

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

Los terrenos, construcciones y edificios, se revaluaron al 31 de diciembre de 2012. 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 2012 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 377.933.-, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012 asciende al valor de M\$ 56.999.511.-

En el siguiente cuadro se detallan informaciones adicionales sobre propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2012:

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2012 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	2.193.927
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	17.547.713

16.5.- Costo por intereses.

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

16.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realiza 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 revaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de replazo (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.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, 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	31/12/2012 M\$
Terrenos.	411.655
Edificios.	487.564
Planta y equipos.	234.097.789
Total	234.997.008

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	77.859.613
Ajustes de revaluación.	472.415
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(504.632)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(4.794.892)
Movimiento del ejercicio	(4.827.109)
Total	73.032.504

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2012 M\$
Construcción en curso.	28.190.733
Instalaciones fijas y accesorios.	2.193.449
Vehículos de motor.	161.136
Total	30.545.318

16.7.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.

No existen deterioros para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012.

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$
Relativos a intangibles.	15.318.741
Relativos a acumulaciones (o devengos).	762.981
Relativos a provisiones.	1.614.797
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	2.085.504
Relativos a pérdidas fiscales.	6.292.454
Relativos a cuentas por cobrar.	5.705.814
Relativos a los inventarios.	28.002
Relativos a otros.	637.787
Total	32.446.080

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

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	23.226.970
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	14.700.984
Relativos a provisiones.	800.757
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	22.892
Relativos a otros.	251.695
Total	39.003.298

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	27.657.889
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	2.475.589
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	2.312.602
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	4.788.191
Total	32.446.080

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	31.100.499
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	4.596.288
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	3.306.511
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	7.902.799
Total	39.003.298

17.4.- 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	31/12/2012		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	32.446.080	(32.446.080)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(39.003.298)	32.446.080	(6.557.218)
Total	(6.557.218)	0	(6.557.218)

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada la Ley Nº. 20.630, la cual incrementó la tasa de impuesto de primera categoría a 20% en forma permanente a partir del ejercicio comercial 2012. Los efectos se presentan en Nota 28.5.

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/12/2012	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	478.816	34.970.852
Préstamos bancarios.		UF	1.355.458	126.141.578
Total préstamos bancarios			1.834.274	161.112.430
Obligaciones con el público (bonos)		UF	5.608.180	57.407.576
Total			7.442.454	218.520.006

CL\$: Pesos chilenos.
 US\$: Dólares estadounidenses.
 UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes				
								Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31/12/2012	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	UF	Semestral	1,55%	1,55%	Sin Garantía	0	311.228	0	311.228	0	24.346.310	0	0	24.346.310
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	458.347	0	0	458.347	0	1.037.572	5.187.862	14.526.013	20.751.447
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	0	0	179.807	179.807	0	1.134.742	5.673.707	15.886.380	22.694.829
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	7,36%	7,36%	Sin Garantía	0	104.267	0	104.267	0	0	14.983.532	0	14.983.532
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Anual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	0	0	154.359	154.359	20.308.819	0	0	0	20.308.819
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,36%	4,36%	Sin Garantía	0	0	133.618	133.618	15.227.167	0	0	0	15.227.167
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,16%	7,16%	Sin Garantía	0	374.549	0	374.549	0	19.987.320	0	0	19.987.320
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía	0	0	118.099	118.099	0	0	6.387.642	16.425.364	22.813.006
Totales								458.347	790.044	585.883	1.834.274	35.535.986	46.505.944	32.232.743	46.837.757	161.112.430

18.3.- Obligaciones con el público (bonos).

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

N° de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Total corrientes	No Corrientes					Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	31/12/2012	Vencimientos				31/12/2012	
											1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01/10/2025	Chile	Semestral	Semestral	5.608.180	4.783.965	4.783.965	9.567.929	23.919.823	14.351.894	57.407.576
Totales										5.608.180	4.783.965	4.783.965	9.567.929	23.919.823	14.351.894	57.407.576

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes
	31/12/2012 M\$
Proveedores de energía. (*)	41.606.597
Retenciones.	5.191.706
Dividendos por pagar.	93.304
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	4.025.922
Proveedores no energéticos.	11.392.112
Otros.	226.691
Total	62.536.332

(*) Durante el año 2012 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. Debido a lo anterior, aún se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados. Adicional a lo anterior, CNE en su Informe Técnico correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central de noviembre de 2011, establece que la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en los físicos de compra, depende sustantivamente de las condiciones de aplicación que establezca el decreto tarifario de subtransmisión que reemplace al actual (Decreto Supremo N°320). Debido a esto, dicha Comisión ha estimado conveniente postergar la aplicación del cargo por excedente o déficit señalado, hasta la fecha en que el decreto que fije las nuevas tarifas de subtransmisión sea publicado. Lo anterior ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste. Ambas provisiones se clasifican en este rubro.

(**) Ver Nota 20.1.

19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes
	31/12/2012 M\$
Vacaciones del personal.	1.948.309
Bonificaciones de feriado	171.877
Participación sobre resultados.	1.905.736
Total	4.025.922

20.- OTRAS PROVISIONES.

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

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	31/12/2012
Provisión de reclamaciones legales.	342.882
Provisión de contratos onerosos.	742.297
Participación en utilidades y bonos.	465.760
Total	1.550.939

20.1.1.- 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 31).

20.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

Los montos registrados corresponden a aquellos contratos en que los costos para completar la obligación inevitablemente superarán los beneficios que se espera recibir de ellos y que tienen su origen fundamentalmente en descalces en los vencimientos y precios de los contratos de clientes y proveedores. Los saldos de provisión se espera se terminen de utilizar durante el año 2013.

20.1.3.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros.

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31/12/2012 M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	984.032	241.088	547.464	1.772.584
Provisiones adicionales.	320.888	553.461	319.921	1.194.270
Provisión utilizada.	(71.045)	(52.252)	(401.625)	(524.922)
Reversión de provisión no utilizada.	(890.993)	0	0	(890.993)
Total cambio en provisiones	(641.150)	501.209	(81.704)	(221.645)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	342.882	742.297	465.760	1.550.939

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes
	31/12/2012 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.918.061
Provisión beneficios post-jubilatorios.	10.427.518
Total	12.345.579

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	Beneficios post-jubilatorios
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	803.177	8.974.717
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	1.587.620	(272.678)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	24.095	269.242
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	666.642	2.323.158
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.163.473)	(866.921)
Total cambios en provisiones	1.114.884	1.452.801
Total	1.918.061	10.427.518

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	Beneficios post-jubilatorios
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.918.061	10.427.518
Total	1.918.061	10.427.518

21.4.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento utilizada.	3,0%
Aumento futuros de salarios.	1,9%
Tabla de mortalidad.	RV-2009
Tabla de invalidez.	30 % de la RV-2009
Tabla de rotación.	2,83

21.5.- Sensibilización de tasa de descuento.

Al 31 de diciembre de 2012, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	1.439.982	(1.180.963)

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes	No corrientes
	31/12/2012 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos. (*)	3.188.935	0
Aportes reembolsables.	520.065	11.801
Garantías recibidas en efectivo.	625.040	0
Total	4.334.040	11.801

(*) Ver Nota 23.1.

22.1.- Ingresos diferidos. (*)

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	31/12/2012
Ingresos diferidos por obras de terceros.	3.188.935
Total	3.188.935

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31/12/2012 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	1.004.893
Adiciones.	3.136.257
Imputación a resultados.	(952.215)
Total	3.188.935

22.2.- Contratos de construcción.

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

23.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	4.156.824
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(3.271.502)
Total	885.322

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

Detalle	31/12/2012 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	3.188.935
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	3.188.935

23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

Con fecha 4 de enero de 2012 se realizó la 9 ° Junta Extraordinaria de Accionistas, en la cual se acordó aumentar el capital de la Sociedad por un monto de M\$122.357.141, mediante la emisión de 52.864.584 acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, para ser ofrecidas exclusivamente a los accionistas, a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre el quinto día hábil anterior a la fecha de la publicación de la respectiva opción, al valor de \$2.314,53899 por acción.

El precio de suscripción de las acciones fue pagado por los accionistas de contado, en dinero efectivo, cheque nominativo o vale vista bancario. Sin perjuicio de lo anterior, de conformidad a lo aprobado en la 9ª Junta Extraordinaria de Accionistas, Compañía General de Electricidad S.A. con fecha 26 de marzo de 2012 suscribió y pago este aumento de capital aportando la totalidad de su participación accionaria en la Sociedad Emel Sur S.A., ascendente a 14.292.092 acciones, equivalentes al 98,15775% del capital social de dicha Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2012 el Capital Social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 312.364.032.

23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2012 el capital de la Sociedad está representado por 177.174.714 acciones sin valor nominal.

23.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2012, se acordó como política de dividendos distribuir no menos del 30% de las Utilidades Liquidadas del Ejercicio, a través de tres dividendos provisorios y uno definitivo. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del año 2012.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o por la existencia de determinadas condiciones, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

23.4.- Dividendos.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 106 de fecha 24 de agosto de 2012, propone distribuir como primer dividendo provisorio N° 31, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, un monto ascendente a \$ 18,00 por acción, el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2012.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 109 de fecha 19 de noviembre de 2012, se propone distribuir como segundo dividendo provisorio N° 32, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, un monto ascendente a \$ 7, el cual se pagó con fecha 20 de diciembre de 2012.

23.5.- Reservas.

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

23.5.1.- 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 2012 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 377.933, además se reconoció el incremento el impuesto de primera categoría al 20%, de acuerdo a la Ley N° 20.630 publicada el 27 de septiembre de 2012. El saldo acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 56.999.511, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 4.239.617.

23.5.2.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

23.5.3.- Otras reservas.

Corresponde 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.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2012.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2012	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	9.765.625
Reservas de cobertura de flujo de caja			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	151.203	(30.243)	120.960
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.	0	0	0
Total movimientos del período o ejercicio	151.203	(30.243)	120.960
Reservas por revaluación			
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por	0	(3.371.502)	(3.371.502)
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.	0	0	0
Total movimientos del período o ejercicio	0	(3.371.502)	(3.371.502)
Total resultado integral			6.515.083

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.**24.1.- Ingresos ordinarios.**

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Ventas	552.699.774
Venta de energía.	551.779.253
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	920.521
Prestaciones de servicios	42.449.857
Arriendo de equipos de medida.	2.303.012
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.276.728
Apoyos en postación.	2.685.096
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	7.148.638
Otras prestaciones. (*)	29.036.383
Total	595.149.631

(*)En otras prestaciones se agrupan servicios administrativos, asesorías prestadas y otros ingresos asociados a la morosidad de la facturación.

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	133.969
Otros ingresos de operación.	157.040
Total	291.009

25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 que se adjunta, se descomponen como se indica en Notas 26.1, 26.2, 26.3 y 26.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Costo de venta.	512.178.972
Costo de administración.	61.926.528
Total	574.105.500

25.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Compra de energía.	463.047.241
Gastos de personal.	30.517.470
Gastos de operación y mantenimiento.	13.806.266
Gastos de administración.	39.679.612
Costos de mercadotecnia.	432.207
Depreciación.	13.853.139
Amortización.	21.715
Otros gastos varios de operación.	12.747.850
Total	574.105.500

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Sueldos y salarios.	24.750.051
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.133.541
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	2.309.386
Beneficios por terminación.	2.324.492
Total	30.517.470

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Depreciación	
Costo de ventas.	13.489.617
Gasto de administración.	363.522
Total depreciación	13.853.139
Amortización	
Costo de ventas.	13.865
Gasto de administración.	7.850
Total amortización	21.715
Total	13.874.854

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Venta de chatarra.	397.208
Venta de propiedades, planta y equipo.	315.583
Juicios o arbitrajes.	547.655
Remuneraciones del directorio.	(109.861)
Otras (pérdidas) ganancias.	2.292.291
Ganancia (pérdida) actuarial.	116.355
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	50.619
Total	3.609.850

26.- 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 el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos financieros	
Intereses comerciales.	2.743.438
Otros ingresos financieros.	855.848
Total ingresos financieros	3.599.286
Costos financieros	
Gastos por préstamos bancarios.	(8.651.654)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(3.203.144)
Otros gastos.	(1.536.116)
Total costos financieros	(13.390.914)
Total diferencias de cambio	(602)
Total resultados por unidades de reajuste (*)	(5.129.219)
Total	(14.921.449)

(*) Ver Nota 27.1

26.1.- Composición unidades de reajuste.

(*) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Unidades de reajuste por activos	
Activos por impuestos.	57.105
Total unidades de reajuste por activos	57.105
Unidades de reajuste por pasivos	
Otros pasivos financieros.	(5.088.797)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(97.527)
Total unidades de reajuste por pasivos	(5.186.324)
Total unidades de reajuste neto	(5.129.219)

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 987.992.-

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2012 31/12/2012
	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias	
(Gasto) por impuestos corrientes.	408.182
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(54.336)
Otros gastos por impuesto corriente.	(670.594)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(316.748)
Impuestos diferidos	
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(2.001.444)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	1.330.200
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(671.244)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(987.992)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias	
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(316.748)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(316.748)
Impuestos diferidos	
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(671.244)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(671.244)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(987.992)

27.3.- 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Gasto por impuesto a las ganancias utilizando la tasa legal	(2.221.492)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones.	408.182
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	156.139
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	305.334
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	(54.337)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	1.330.200
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(670.594)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(241.424)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	1.233.500
(Gasto) ingreso por impuesto utilizando la tasa efectiva	(987.992)

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

Importes antes de impuestos	01/01/2012 31/12/2012		
	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	(3.749.435)	(3.749.435)
Cobertura de flujo de efectivo.	151.203	(30.243)	120.960
Total		(3.779.678)	

27.5.- Efecto cambio de tasa impuesto de primera categoría, Ley N° 20.630.

Conceptos	Total M\$
Efecto en resultados del ejercicio	1.330.200
Efecto patrimonial (*)	(2.324.109)
Total variación patrimonial	(993.909)

(*) Corresponde principalmente a la actualización de la reserva por superávit de revaluación.

28.- 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 CGE Distribución S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.765.625
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	55,12
Cantidad de acciones	177.174.714

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico, determinando así como segmento operativo reportable la distribución de energía.

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos está vinculada con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de situación por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, es la siguiente:

29.2.- Cuadros patrimoniales.

29.2.1.- Activos por segmentos:

ACTIVOS	Eléctrico
	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	13.983.137
Otros activos no financieros.	236.536
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	130.074.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	804.921
Inventarios.	178.626
Activos por impuestos.	2.370.051
Total activos corrientes	147.648.235
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Cuentas por cobrar.	11.539.375
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	128.779.831
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	107.195
Plusvalía.	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	338.574.830
Propiedad de inversión.	517.603
Total activos no corrientes	584.258.888
TOTAL ACTIVOS	731.907.123

29.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos:

PASIVOS	Eléctrico
	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros.	7.442.454
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62.536.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	11.123.963
Otras provisiones.	1.550.939
Otros pasivos no financieros.	4.334.040
Total pasivos corrientes	86.987.728
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros.	218.520.006
Pasivo por impuestos diferidos.	6.557.218
Provisiones por beneficios a los empleados.	12.345.579
Otros pasivos no financieros.	11.801
Total pasivos no corrientes	237.434.604
TOTAL PASIVOS	324.422.332
PATRIMONIO	
Capital emitido.	312.364.032
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	18.183.507
Primas de emisión.	1
Otras reservas.	76.937.251
Total patrimonio	407.484.791
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	731.907.123

29.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico
	01/01/2012
	31/12/2012
	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	595.149.631
Costo de ventas	(512.178.972)
Ganancia bruta	82.970.659
Otros ingresos, por función.	291.009
Gasto de administración.	(61.926.528)
Otras ganancias (pérdidas).	3.609.850
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	24.944.990
Ingresos financieros.	3.599.286
Costos financieros.	(13.390.914)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	730.076
Diferencias de cambio.	(602)
Resultados por unidades de reajuste.	(5.129.219)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	10.753.617
Gasto por impuestos a las ganancias.	(987.992)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	9.765.625
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	
Ganancia (pérdida)	9.765.625
Ganancia (pérdida) atribuible a	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.765.625
Ganancia (pérdida)	9.765.625

29.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico
	01/01/2012
	31/12/2012
	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	100.928.097
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(21.905.520)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(69.547.600)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	9.474.977
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	9.474.977
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.508.160
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	13.983.137

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

30.1.01.- Nombre del Juicio: "Miranda con CGED."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Concepción, Rol N° 4385-2007.
 Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
 Cuantía: M\$113.000.
 Estado: CGED presentó recurso de apelación, pendiente de resolución.

30.1.02.- Nombre del Juicio: "Parra con CGED."

Fecha: 4 de agosto de 2008.
 Tribunal: 3° Juzgado Civil de Concepción, Rol N° 5.325-2008.
 Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro.
 Cuantía: M\$36.550.
 Estado: Etapa de discusión.

30.1.03.- Nombre del Juicio: "Interamericana con CGED."

Fecha: 11 de agosto de 2009.
 Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 22.863-09.
 Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro que afectó proceso de producción de la demandante.
 Cuantía: MUS\$ 46.
 Estado: El Tribunal condenó a CGED por la suma de MUS\$43, la que aún no ha sido notificada a la demandada.

30.1.04.- Nombre del Juicio: “Colil Almendra con CGED.”

Fecha: 07 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de Coronel, Rol N° 72.915-2010.
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.
Cuantía: M\$57.200.
Estado: Etapa de prueba.

30.1.05.- Nombre del Juicio: “Muñoz Valenzuela con CGED y Servicios Integrales Van Limitada.”

Fecha: 18 de noviembre de 2010.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 2.155-2010.
Materia: Indemnización de perjuicios causado en accidente sufrido por trabajador de contratista de servicios de mantención.
Cuantía: M\$100.000.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.06.- Nombre del Juicio: “Quiroz y Otro con CGED.”

Fecha: 31 de marzo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó, Rol N° 209-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$21.302.
Estado: Para fallo de primera instancia.

30.1.07.- Nombre del Juicio: “Montero con CGED.”

Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco, Rol N° 668-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$25.000.
Estado: Periodo de discusión.

30.1.08.- Nombre del Juicio: “Servicio Nacional del Consumidor con CGED.”

Fecha: 11 de mayo de 2011.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 7.096-2011.
Materia: Acción colectiva conforme a la Ley de Protección de los Derechos de los Consumidores por errores de facturación.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada. Se encuentra pendiente la notificación de la audiencia de conciliación.

30.1.09.- Nombre del Juicio: “Vega con CGED.”

Fecha: 14 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Temuco, Rol Nº 5.305-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por corte de suministro y cobros indebidos.
Cuantía: M\$50.195.
Estado: CGED presentó recurso de apelación, pendiente de resolución.

30.1.10.- Nombre del Juicio: “Riquelme y otro con CGED”

Fecha: 22 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó, Rol Nº 2.266-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$33.400.
Estado: Periodo de prueba.

30.1.11.- Nombre del Juicio: “Collinao con CGED.”

Fecha: 10 de noviembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Pucón, Rol Nº 8556-2010.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena, por instalación de tendido eléctrico sin autorización de CONADI ni de propietario.
Cuantía: M\$70.000.
Estado: Periodo de prueba concluido.

30.1.12.- Nombre del Juicio: “González y Otro con CGED.”

Fecha: 21 de marzo de 2012.
Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Talca, Rol Nº 1.659-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento Ley 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores.
Cuantía: M\$50.000.
Estado: CGED presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Talca, pendiente de resolución.

30.1.13.- Nombre del Juicio: “Vargas con CGED.”

Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 16.774-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de la propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$250.000.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.14.- Nombre del Juicio: "Sanchez con CGED."

Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 17.694-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$120.887.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.15.- Nombre del Juicio: "Elizabeth Carolina Villa Castillo con CGED."

Fecha: 28 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado Laboral de Concepción, Rol Nº T-88-2012.
Materia: Tutela laboral, nulidad del despido, despido injustificado y cobro de prestaciones.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Audiencia preparatoria fijada.

30.1.16.- Nombre del Juicio: "Pesquera Santa Sara con CGED."

Fecha: 4 de octubre de 2012.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol Nº 2.736-2012.
Materia: Término de contrato de arrendamiento y pago de rentas insolutas.
Cuantía: M\$100.149.
Estado: Etapa de discusión.

30.1.17.- Nombre del Juicio: "Ruiz con CGED."

Fecha: 7 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Curicó, Rol Nº O-235-2012.
Materia: Demanda laboral por despido injustificado y pago de prestaciones laborales.
Cuantía: M\$73.155.
Estado: Audiencia de juicio fijada.

30.2.- Sanciones administrativas.

30.2.1.- Con fecha 18 de octubre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta Nº 2920-2011, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 200 UTA por facturación por montos superiores a los registros de clientes BT1, entre enero de 2010 y marzo de 2011. Con fecha 28 de octubre de 2012, se rechazó recurso de reposición mediante Resolución SEC Nº 649, de 27 de abril de 2012. Se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de apelaciones de Santiago con fecha 10 de mayo de 2012. Con fecha 9 de agosto de 2012, la Corte rebajó la multa a 100 UTA. El fallo está ejecutoriado, pero la multa no se ha podido pagar por no estar disponible el formulario de tesorería para el pago. Causa Rol Corte de Apelaciones Nº 3133-2012.

30.2.2.- Con fecha 26 de abril de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 638-2012, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 400 UTA por incumplimiento de resolución exenta SEC 1370-11, que ordenó comunicar una modalidad de reembolso de supuesto AFR efectuado por urbanizador en Concepción. Se hace presente que con el objeto de dejar sin efecto la resolución exenta SEC N° 1.370-11, se presentó una demanda de nulidad de derecho público contra la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en el 29° Juzgado Civil de Santiago, Rol N°13.520-12. Actualmente se encuentra en etapa de discusión. Reposición interpuesta el 08 de mayo de 2012, rechazada por la SEC mediante Resolución Exenta N° 961, de 5 de junio de 2012. Se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 20 de mayo de 2012. Con fecha 02 de agosto de 2012, después del informe de la SEC, la Corte suspendió el procedimiento, por orden del Tribunal Constitucional, que está conociendo de requerimiento de inaplicabilidad, por inconstitucionalidad interpuesto por CGED respecto del artículo 15 de la Ley 18.410, el que se encuentra en estado de relación. Causa corte de apelaciones N° 4322-2012.

30.2.3.- Con fecha 05 de julio de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 1172-2012, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 128 UTA por superación de índices máximos de indisponibilidad. Periodo 2009-2010. Reposición interpuesta el 17 de julio de 2012, pendiente de resolución.

30.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

CGE Distribución S.A.

30.3.1.- Con fecha 7 de octubre de 2011, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N°10.423 de fecha 3 de octubre de 2011, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar un abono inmediato de compensaciones relativas a la interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, con fecha 17 de octubre de 2011, se presentó un recurso de reposición ante la SEC que fue rechazado el 20 de octubre de 2011. El 4 de noviembre de 2011, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago por estimar que el ord. N°10.423/2011 es ilegal y contrario a derechos constitucionalmente reconocidos. En el marco de este recurso se presentó ante el Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por causa de inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410. El Tribunal Constitucional declaró admisible el requerimiento y ordenó suspender la tramitación del recurso de protección que se sigue ante la Corte de Apelaciones referida en tanto no se resuelva la inaplicabilidad. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

30.3.2.- Con fecha 16 de enero de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada de los ordinarios N°744 y N°745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 de julio y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se

presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410, el que fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago en tanto no se resuelva el requerimiento de inaplicabilidad que se encuentra pendiente de resolución.

30.3.3.- El 31 de julio de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N° 7.378, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 3 de febrero de 2011. Contra esta resolución, se presentó un recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1502. El 28 de septiembre de 2012, se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado por resolución del 18 de diciembre de 2012. Contra esta sentencia, con fecha 28 de diciembre de 2012, se presentó un recurso de casación en la forma y apelación en subsidio ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.3.4.- El 19 de octubre de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N° 9896, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución, se presentó recurso de reposición el que no ha sido resuelto. El 16 de noviembre de 2012, se presentó recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de esta acción, se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue admitido a trámite, ordenándose la suspensión del recurso de protección. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional se encuentra pendiente.

30.4.- Sanciones.

30.4.1. De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen CGE Distribución S.A., no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

30.4.2. De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

30.5.- Restricciones.

CGE Distribución S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, y para ello se define:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. (Ver Nota 30.3 con cálculo de Ebitda por segmento).

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor	Resultado
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	0,8 Veces
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,25 veces	0,52 Veces
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,24 Veces
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> o = UF 6.700.000	UF 17.840.254
Activos esenciales	Activos en sector electricidad y gas, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> o = 70% de Activos Totales	81,96% de los Activos Totales
Activos esenciales sobre deuda (Bonos)	Activos esenciales /Capital Insoluto Bonos series A y B	Activos Esenciales > o = 2 veces saldo insoluto bonos	9,43 Veces

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 de CGE Distribución S.A. se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

31.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros que totalizan al 31 de diciembre de 2012 M\$ 176.723.

32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, es la siguiente:

Subsidiaria / área	31/12/2012				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	1	7	8	8
CHILLAN	0	8	19	27	28
CONCEPCION	0	36	77	113	117
CORONEL	0	7	12	19	20
CURICO	0	8	28	36	36
LINARES	0	5	15	20	21
LOS ANGELES	0	8	15	23	23
RANCAGUA	1	52	93	146	150
SAN BERNARDO	1	64	173	238	244
SAN FERNANDO	0	13	21	34	35
SANTIAGO	15	83	41	139	143
TALCA	0	60	122	182	190
TALCAHUANO	0	7	16	23	24
TEMUCO	1	33	58	92	93
TOME	0	4	6	10	12
VILLARRICA-PUCON	0	5	14	19	20
Total	18	394	717	1.129	1.164

33.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución S.A., participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hace esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, la Sociedad cumple y hace seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, esta empresa ha suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

La Sociedad no ha sido afectada con desembolsos relacionados con el medio ambiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

34.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2012, fecha de cierre de los estados financieros y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieren afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos.