

Anexo Complementario Memoria Anual 2013

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.(CGE)

Modificaciones, complementaciones y rectificaciones requeridas por la Superintendencia de Valores y Seguros según Oficio Ordinario N° 23.457 de fecha 30 de agosto de 2014

La Superintendencia de Valores y Seguros con la finalidad de verificar el cumplimiento de las instrucciones impartidas a través de la Norma de Carácter General N°30 de dicha Superintendencia, ha formulado las siguientes observaciones respecto del contenido de la Memoria Anual 2013 de CGE, requiriendo al efecto se efectúen las modificaciones, complementaciones y rectificaciones que se transcriben a continuación:

1.- Observación:

Respecto del ítem 3), letra d), deberá entregar un detalle de las propiedades y terrenos reservados para el desarrollo de proyectos futuros, conforme a las indicaciones de la citada norma. Asimismo, deberá informar si la entidad es propietaria de dichas instalaciones o si éstas son utilizadas mediante algún otro tipo de contrato como leasing financiero u operativo.

Complementación:

Compañía General de Electricidad S.A., no posee propiedades y terrenos reservados para el desarrollo de proyectos futuros relacionados con su giro social. Las oficinas que ocupa actualmente la sociedad, ubicadas en Presidente Riesco 5561, Las Condes, Santiago, son arrendadas a la subsidiaria Inversiones y Gestión S.A.

El detalle referido en el último párrafo de la página 21 de la Memoria Anual 2013, corresponde tal cual allí se señala, a las propiedades que poseen las subsidiarias de CGE para el desarrollo de sus proyectos futuros, relacionados con sus respectivos giros.

2.- Observación:

Respecto del ítem 3), letra f), deberá complementar indicando las fuentes de financiamiento utilizadas para llevar a cabo el plan de inversión correspondiente al año 2014.

Complementación:

Para el ejercicio 2014, el GRUPO CGE tiene contemplado un plan de inversiones de US\$424 millones destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes de sus subsidiarias, mejorar la calidad y continuidad de suministro, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones y el cumplimiento de la normativa vigente. Este plan de

inversiones será financiado principalmente con los flujos operacionales de las propias subsidiarias y en menor medida mediante deuda estructurada en algunas de ellas.

3.- Observación:

Respecto del ítem 4) letra b), literal iii), deberá complementar indicando la presencia bursátil.

Complementación:

Trimestre	N° Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Bursátil* (%)
Primer Trimestre 2011	15.220.905	44.112.033	2.898,12	100,00
Segundo Trimestre 2011	7.667.049	21.420.472	2.793,84	100,00
Tercer Trimestre 2011	7.501.076	18.341.332	2.445,16	100,00
Cuarto Trimestre 2011	4.649.248	10.711.845	2.304,00	99,44
Primer Trimestre 2012	3.461.186	8.918.300	2.576,66	88,33
Segundo Trimestre 2012	5.593.656	14.282.164	2.553,28	86,11
Tercer Trimestre 2012	2.489.713	5.467.012	2.195,84	79,44
Cuarto Trimestre 2012	12.682.267	31.842.432	2.510,78	85,00
Primer Trimestre 2013	9.021.125	26.008.816	2.883,10	87,78
Segundo Trimestre 2013	10.915.258	34.893.037	3.196,72	97,22
Tercer Trimestre 2013	8.447.923	26.130.597	3.093,14	98,89
Cuarto Trimestre 2013	10.507.443	29.448.393	2.802,62	98,89

(*) Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N°327 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Considera las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso.

4.- Observación:

Respecto del ítem 6, deberá complementar respecto de las subsidiarias y asociadas (directas e indirectas) definidas por las NIIF o IFRS, efectuando una descripción clara y detallada de las relaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio y de la vinculación futura para con éstas. Asimismo, la relación sucinta de los actos y contratos con las subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en las operaciones y resultados de la matriz o entidad inversora.

Complementación:

A continuación se describen en el siguiente cuadro las operaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio 2013:

R.U.T	Sociedad	Descripción de la relación comercial	Vigencia
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.513.400-4	CGE Distribución S.A	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.513.400-4	CGE Distribución S.A	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
91.143.000-2	Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
91.143.000-2	Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Compra de materiales	
87.601.500-5	Emel Atacama S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Emel Norte S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Emel Norte S.A.	Prestación de servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.541.920-9	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.920-9	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
88221200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Prestación de servicios financieros, servicios legales, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable

R.U.T	Sociedad	Descripción de la relación comercial	Vigencia
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicio de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Prestación de servicios legales, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Arriendo de oficinas y estacionamientos	
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Reembolso de gastos	
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Arriendo de Equipos	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Servicios recibidos de informática y comunicaciones	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de auditoría y control interno y servicios de soluciones de negocios	Plazo fijo, renovable
76.412.700-5	Tecnet S.A.	Prestación de servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.893.200-9	Transemel S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.893.200-9	Transemel S.A.	Prestación de servicio contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.719.210-4	Transnet S.A.	Prestación de servicios contables y tributarios, servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.719.210-4	Transnet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable

Ninguna de las operaciones descritas influye significativamente en las operaciones y resultados de CGE.

Las relaciones comerciales antes descritas corresponden a aquellas operaciones habituales con partes relacionadas de aquellas señaladas en el inciso final del artículo 147 de la Ley 18.046 e incluyen las operaciones ordinarias en consideración al giro social que la sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, conforme se indica en el hecho esencial publicado el 29 de enero de 2010 y que se encuentra disponible en la página web de la sociedad.

5.- Observación:

Respecto del ítem 8), deberá incluirse una síntesis fiel de los comentarios y proposiciones, relativos a la marcha de los negocios sociales, formuladas por accionistas y el comité de directores, en su caso, de acuerdo a lo prescrito en el inciso 3° del artículo 74° de la Ley 18.046. En caso de no existir deberá señalarlo expresamente.

Complementación:

Los accionistas y el Comité de Directores no formularon comentarios y/o proposiciones relativos a la marcha de los negocios sociales, de acuerdo y para los efectos a lo prescrito en el inciso 3° del artículo 74° de la Ley 18.046.

6.- Observación:

Respecto del ítem 9), el documento enviado a través del módulo SEIL deberá contener las notas explicativas a los estados financieros y el análisis razonado de la situación financiera de la sociedad.

Complementación:

Las notas explicativas a los estados financieros y el análisis razonado de la situación financiera de la sociedad, son los siguientes:



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2013 y 2012



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	8
II.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	10
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	10
- Patrimonio y pasivos	11
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	12
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	13
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	14
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	16
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	17
1.- INFORMACION GENERAL.	17
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA EL GRUPO CGE.	17
2.1.- Sector electricidad.	17
2.2.- Sector gas.	24
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	26
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	26
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	27
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	29
3.4.- Bases de consolidación.	30
3.5.- Entidades subsidiarias.	33
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	36
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	37
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	37
3.9.- Propiedades de inversión.	39
3.10.- Activos intangibles.	39
3.11.- Costos por intereses.	41
3.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	41
3.13.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	41
3.14.- Activos financieros.	42
3.15.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	44
3.16.- Inventarios.	45
3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	46
3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	46
3.19.- Capital social.	46
3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	46
3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.	47
3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	47
3.23.- Beneficios a los empleados.	47
3.24.- Provisiones.	49
3.25.- Subvenciones estatales.	49



	Página
3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	50
3.27.- Reconocimiento de ingresos.	50
3.28.- Arrendamientos.	51
3.29.- Contratos de construcción.	52
3.30.- Distribución de dividendos.	52
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	52
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	52
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	53
4.3.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	53
4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	53
4.5.- Activos financieros disponibles para la venta.	54
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	54
5.1.- Riesgo financiero.	54
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	58
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	59
7.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	59
7.2.- Activos y pasivos de cobertura.	59
7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.	61
7.4.- Jerarquías del valor razonable.	61
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	64
8.1.- Composición del rubro.	64
8.2.- Estratificación de la cartera.	67
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	68
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	68
8.5.- Provisión y castigos.	69
8.6.- Número y monto de operaciones.	69
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	70
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	71
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	75
10.- INVENTARIOS.	76
10.1.- Información adicional de inventarios.	77
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	77
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	77
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	78
13.1.- Composición del rubro.	78
13.2.- Inversiones en asociadas.	79
13.3.- Sociedades con control conjunto.	82
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	85



	Página
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA. 87
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles. 87
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida. 89
15.-	PLUSVALIA. 90
15.1.-	Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida. 91
15.2.-	Combinaciones de negocios. 92
16.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN. 93
16.1	Composición y movimientos de las propiedades de inversión. 93
16.2	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros. 93
16.3	Ingresos y gastos de propiedades de inversión. 93
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO. 94
17.1.-	Vidas útiles. 94
17.2.-	Detalle de los rubros. 94
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo. 97
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo. 99
17.5.-	Activos sujetos a arrendamientos financieros. 99
17.6.-	Costo por intereses. 99
17.7.-	Información a considerar sobre los activos revaluados. 99
17.8.-	Deterioro de propiedades, planta y equipo. 101
18.-	IMPUESTOS DIFERIDOS. 102
18.1.-	Activos por impuestos diferidos. 102
18.2.-	Pasivos por impuestos diferidos. 102
18.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera. 103
18.4.-	Compensación de partidas. 103
19.-	PASIVOS FINANCIEROS. 104
19.1.-	Clases de otros pasivos financieros. 104
19.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos. 105
19.3.-	Obligaciones con el público (bonos). 112
19.4.-	Obligaciones por arrendamiento financiero. 114
19.5.-	Garantías de cilindros. 116
19.6.-	Otros. 116
20.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 116
20.1.-	Pasivos acumulados (o devengados). 117
21.-	OTRAS PROVISIONES. 117
21.1.-	Provisiones – saldos. 117
21.2.-	Movimiento de las provisiones. 120
22.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 121
22.1.-	Detalle del rubro. 121
22.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares. 121
22.3.-	Balance de las obligaciones post empleo y similares. 122



	Página
22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	122
22.5.- Hipótesis actuariales.	122
23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	123
23.1.- Ingresos diferidos.	123
23.2.- Contratos de construcción.	123
24.- PATRIMONIO NETO.	124
24.1.- Capital suscrito y pagado.	124
24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	124
24.3.- Política de dividendos.	124
24.4.- Dividendos.	125
24.5.- Reservas.	125
24.6.- Participaciones no controladoras.	127
24.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	128
24.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	129
25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	130
25.1.- Ingresos ordinarios.	130
25.2.- Otros ingresos, por función.	131
26.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	131
26.1.- Gastos por naturaleza.	131
26.2.- Gastos de personal.	132
26.3.- Depreciación y amortización.	132
26.4.- Otras ganancias (pérdidas).	133
27.- RESULTADO FINANCIERO.	133
27.1.- Composición diferencias de cambio.	134
27.2.- Composición unidades de reajuste.	134
28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	135
28.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	135
28.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	135
28.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	136
28.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	136
28.5.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.	136
28.6.- Diferencias temporarias no reconocidas.	137
29.- GANANCIAS POR ACCION.	137
30.- INFORMACION POR SEGMENTO.	137
30.1.- Criterios de segmentación.	137
30.2.- Cuadros patrimoniales.	138
30.3.- Cuadros de resultados por segmento.	140
30.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	141
31.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	142
31.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	142



	Página
31.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	144
31.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	146
32.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	148
32.1.- Juicios y otras acciones legales.	148
32.2.- Sanciones administrativas.	164
32.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	166
32.4.- Sanciones.	172
32.5.- Restricciones.	172
33.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	173
33.1.- Garantías comprometidas con terceros.	173
34.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	177
35.- MEDIO AMBIENTE.	178
36.- OPERACIONES DISCONTINUADAS.	185
37.- HECHOS POSTERIORES.	188

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Compañía General de Electricidad S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados 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 consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías 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 consolidados 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 consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, 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 consolidados 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 consolidados.

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 consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 31 de enero de 2014



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

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

ACTIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	147.478.187	159.081.195
Otros activos financieros.	7	14.545	157.796
Otros activos no financieros.	12	4.322.363	3.933.572
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	419.825.532	404.185.543
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	13.323.112	6.329.171
Inventarios.	10	70.755.533	94.634.824
Activos por impuestos.	11		4.424.986
Total activos corrientes		655.719.272	672.747.087
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	6.047.275	8.410.191
Otros activos no financieros.	12	194.133	321.199
Cuentas por cobrar.	8	26.779.741	39.974.169
Inventario.	10	2.219.361	2.548.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	4.715.365	6.007.240
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	37.339.341	32.974.156
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	273.609.058	281.989.089
Plusvalía.	15	273.954.549	273.954.549
Propiedades, planta y equipo.	17	2.694.675.269	2.542.122.927
Propiedad de inversión.	16	11.547.848	12.156.469
Activos por impuestos.	11	328.576	645.895
Activos por impuestos diferidos.	18	27.452.536	35.918.189
Total activos no corrientes		3.358.863.052	3.237.022.181
TOTAL ACTIVOS		4.014.582.324	3.909.769.268



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	165.737.098	249.258.387
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	20	348.658.727	333.912.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	6.381.344	1.935.409
Otras provisiones.	21	10.282.195	8.977.367
Pasivos por impuestos.	11	8.580.113	
Provisiones por beneficios a los empleados.	22	1.096.207	1.156.864
Otros pasivos no financieros.	23	15.648.823	17.497.745
Total pasivos corrientes		556.384.507	612.738.496
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	1.300.326.555	1.297.278.702
Cuentas por pagar.	20	5.239.812	5.346.919
Otras provisiones.	21	1.616.329	6.141.865
Pasivo por impuestos diferidos.	18	305.011.363	284.098.201
Provisiones por beneficios a los empleados.	22	37.291.011	37.744.245
Otros pasivos no financieros.	23	1.674.342	1.824.952
Total pasivos no corrientes		1.651.159.412	1.632.434.884
TOTAL PASIVOS		2.207.543.919	2.245.173.380
PATRIMONIO			
Capital emitido.	24	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	24	182.484.958	111.579.757
Otras reservas.	24	380.018.562	378.593.458
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.233.782.474	1.161.452.169
Participaciones no controladoras.	24	573.255.931	503.143.719
Total patrimonio		1.807.038.405	1.664.595.888
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.014.582.324	3.909.769.268



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2013	01-01-2012
	al	31-12-2013	31-12-2012
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	25	2.278.767.039	2.308.881.934
Costo de ventas	26	(1.767.502.320)	(1.851.337.965)
Ganancia bruta		511.264.719	457.543.969
Otros ingresos, por función.	25	6.914.216	6.903.074
Costos de distribución.	26	(17.485.503)	(17.919.194)
Gasto de administración.	26	(159.646.218)	(182.716.717)
Otros gastos, por función.	26	(13.050.693)	(13.471.772)
Otras ganancias (pérdidas).	26	(233.120)	1.038.476
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		327.763.401	251.377.836
Ingresos financieros.	27	15.422.117	9.719.118
Costos financieros.	27	(93.628.459)	(102.042.331)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	9.683.874	13.423.464
Diferencias de cambio.	27	(900.177)	134.827
Resultados por unidades de reajuste.	27	(24.965.483)	(32.842.489)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		233.375.273	139.770.425
Gasto por impuestos a las ganancias.	28	(53.469.542)	(45.071.190)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		179.905.731	94.699.235
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	36	3.631.582	70.499.012
Ganancia (pérdida)		183.537.313	165.198.247
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		81.411.192	87.548.331
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	24.6	102.126.121	77.649.916
Ganancia (pérdida)		183.537.313	165.198.247
Ganancia (pérdida) por acción básica.	29	195,37	210,09



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2013	01-01-2012
	al	31-12-2013	31-12-2012
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		183.537.313	165.198.247
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	24.8	124.058.852	184.050.973
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	24.8	(954.974)	
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		123.103.878	184.050.973
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	24.8	(4.763.170)	(12.493.845)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(4.763.170)	(12.493.845)
Activos financieros disponibles para la venta			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta, antes de impuestos.	24.8	(3.291.940)	2.567.467
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		(3.291.940)	2.567.467
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	24.8	881.815	380.834
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	24.8	(137.199)	71.457
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		744.616	452.291
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	24.8	8.002.985	(1.083.853)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		692.491	(10.557.940)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		123.796.369	173.493.033
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	24.8	(24.762.442)	(56.755.895)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	24.8	187.075	
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(24.575.367)	(56.755.895)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral	24.8	658.387	(95.027)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	24.8	(263.744)	(87.379)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		394.643	(182.406)
Otro resultado integral		99.615.645	116.554.732
Total resultado integral		283.152.958	281.752.979
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		106.976.704	119.361.179
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		176.176.254	162.391.800
Total resultado integral		283.152.958	281.752.979



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superávit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	671.278.954	452.775.959	(16.982.533)	79.524	(363.749)	1.477.431	(58.393.174)	378.593.458	111.579.757	1.161.452.169	503.143.719	1.664.595.888
Ajustes de períodos anteriores								0		0		0
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.								0		0		0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	671.278.954	452.775.959	(16.982.533)	79.524	(363.749)	1.477.431	(58.393.174)	378.593.458	111.579.757	1.161.452.169	503.143.719	1.664.595.888
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									81.411.192	81.411.192	102.126.121	183.537.313
Otro resultado integral		31.379.015	(7.045.011)	202.469	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512		25.565.512	74.050.133	99.615.645
Total resultado integral	0	31.379.015	(7.045.011)	202.469	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512	81.411.192	106.976.704	176.176.254	283.152.958
Dividendos.								0	(29.991.400)	(29.991.400)		(29.991.400)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(19.485.409)					(4.654.999)	(24.140.408)	19.485.409	(4.654.999)	(106.064.042)	(110.719.041)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(19.485.409)	0	0	0	0	(4.654.999)	(24.140.408)	(10.505.991)	(34.646.399)	(106.064.042)	(140.710.441)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	671.278.954	464.669.565	(24.027.544)	281.993	(826.920)	704.409	(60.782.941)	380.018.562	182.484.958	1.233.782.474	573.255.931	1.807.038.405



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	671.278.954	429.319.328	(6.818.929)	(162.882)	0	751.700	(56.747.666)	366.341.551	40.294.020	1.077.914.525	389.233.845	1.467.148.370
Ajustes de períodos anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.					1.786.467			1.786.467	(1.786.467)	0		0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	1.786.467	0	0	1.786.467	(1.786.467)	0	0	0
Patrimonio reexpresado	671.278.954	429.319.328	(6.818.929)	(162.882)	1.786.467	751.700	(56.747.666)	368.128.018	38.507.553	1.077.914.525	389.233.845	1.467.148.370
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									87.548.331	87.548.331	77.649.916	165.198.247
Otro resultado integral		41.434.310	(10.163.604)	242.406		725.731	(425.995)	31.812.848		31.812.848	84.741.884	116.554.732
Total resultado integral	0	41.434.310	(10.163.604)	242.406	0	725.731	(425.995)	31.812.848	87.548.331	119.361.179	162.391.800	281.752.979
Dividendos.								0	(34.598.707)	(34.598.707)		(34.598.707)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(17.977.679)			(2.150.216)		(1.219.513)	(21.347.408)	20.122.580	(1.224.828)	(48.481.926)	(49.706.754)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(17.977.679)	0	0	(2.150.216)	0	(1.219.513)	(21.347.408)	(14.476.127)	(35.823.535)	(48.481.926)	(84.305.461)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	671.278.954	452.775.959	(16.982.533)	79.524	(363.749)	1.477.431	(58.393.174)	378.593.458	111.579.757	1.161.452.169	503.143.719	1.664.595.888



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2013	01-01-2012
	al	31-12-2013	31-12-2012
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		2.862.498.127	2.931.082.035
Otros cobros por actividades de operación.		7.178.164	6.240.646
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.096.966.860)	(2.214.685.004)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(152.845.551)	(146.456.428)
Otros pagos por actividades de operación.		(120.443.404)	(106.229.710)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(47.699.832)	(16.518.266)
Intereses recibidos.		11.563.657	3.267.289
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(29.366.320)	(7.787.271)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(2.320.327)	(24.955.389)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		431.597.654	423.957.902
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.		4.813.238	100.000
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			198.946.850
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			(4.258.261)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		35.154.160	2.685.876
Compras de propiedades, planta y equipo.		(166.261.130)	(148.923.346)
Compras de activos intangibles.		(11.707.023)	(13.782.203)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.			9.549.487
Dividendos recibidos.		4.136.112	1.699.915
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(278.633)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(133.864.643)	45.739.685
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no resulta en una pérdida de control.		(22.680)	(418.234)
Importes procedentes de la emisión de acciones.		165.327	5.083.534
Total importes procedentes de préstamos.		337.157.302	706.231.809
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		152.187.730	78.379.598
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		184.969.572	627.852.211
Préstamos de entidades relacionadas.			300.000
Pagos de préstamos.		(460.271.419)	(957.672.936)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(3.921.752)	(3.192.619)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.			(957.374)
Dividendos pagados.		(95.787.461)	(23.938.346)
Intereses pagados.		(84.957.157)	(86.859.884)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(307.637.840)	(361.424.050)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(9.904.829)	108.273.537
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(1.698.179)	(478.032)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(11.603.008)	107.795.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	159.081.195	51.285.690
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		147.478.187	159.081.195



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.) es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, 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° 83, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE S.A. es un holding de empresas que posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica. Asimismo en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como el de gas natural, (en adelante denominados el "Grupo CGE").

Los mayores accionistas del Grupo CGE son los siguientes:

Grupo Familia Marín	22,64%
Grupo Almería	20,99%
Grupo Familia Pérez Cruz	11,36%
Indiver S.A.	11,26%
Otros Accionistas	33,75%

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 1981 de fecha 31 de enero de 2014, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA EL GRUPO CGE.

El Grupo CGE es un holding de empresas, a través de las cuales posee una presencia significativa en el sector electricidad, particularmente en las actividades de distribución, transmisión y en menor medida en generación de energía eléctrica. Asimismo, participa en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como en el de gas natural.

Las principales características de los mercados donde opera el Grupo CGE, a través de sus empresas relacionadas son los siguientes:

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC, EMETAL y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.571.753 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en



la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 12.887 GWh al 31 de diciembre de 2013.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación 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, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privado.

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee el Grupo CGE en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es 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 ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país.

- i) CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, estas compañías cuentan con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2013,



en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCION tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Endesa, Colbún, Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A, cuyos acuerdos cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN también mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes.

Del mismo modo, las empresas EMELECTRIC y EMETAL, ambas filiales de CGE DISTRIBUCIÓN, cuentan con contratos de suministro para abastecer los consumos de sus clientes regulados, suscritos en el marco de los procesos licitatorios efectuados en el año 2006 y 2013, con Endesa, AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Pangipulli S.A, los cuales tienen vigencia, el primero hasta el año 2019 y los otros dos hasta el año 2024.

- ii) EMELARI, ELIQSA y ELECDA: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, estas distribuidoras del SING cuentan, cada una, con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador E-CL. Estos contratos entraron en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (dic-2026). En el caso de la porción del SIC de ELECDA, esta distribuidora cuenta con un contrato con Endesa y Gener desde enero de 2010 hasta el año 2019 y 2024, respectivamente.
- iii) CONAFE, EMELAT y ENELSA: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, CONAFE cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2015 y con la Empresa Eléctrica Guacolda S.A. mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, que permite abastecer al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como en la de Valparaíso.

La subsidiaria ENELSA tiene contratos de suministro de energía y potencia con Endesa y Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la subsidiaria EMELAT cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio licitado con los generadores Endesa y Aes Gener. Estos contratos tienen vigencia desde enero 2010 hasta los años 2019 y 2024, respectivamente.

- iv) EDELMAG: Por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de 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 Turismo, 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.

i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución y a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas y con el objeto de dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II;
- Cargo único por uso del Sistema Troncal y
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

Tanto el precio de nudo y el cargo único por uso del Sistema Troncal son traspasados a los clientes finales, en consecuencia, la empresa distribuidora sólo recauda el VAD.

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. De este modo, 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 remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;



- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la Comisión Nacional de Energía y las 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 las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía Fomento y Turismo. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, del precio del cobre, del precio del aluminio y del dólar, reflejando las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad.

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

El 2 de abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°1T-2012 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables en el periodo desde el 4 de noviembre de 2012 al 3 de noviembre de 2016.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

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 no consistentes en suministros de energía. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

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

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

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía.



Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancia, es sometido al dictamen del Panel de Expertos.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGIA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSEDSA abastece a 855.284 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 5.389 GWh acumulados al 31 de diciembre de 2013.

Demanda:

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el Grupo CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo.

Precios:

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. A partir de los años 2007 y 2008 se dio cumplimiento a los acuerdos, permitiendo la efectiva aplicación de sus términos y condiciones, y la reducción de este factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

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



usuarios no sometidos a regulación de precios o por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica del Grupo CGE, es desempeñado principalmente por la subsidiaria TRANSNET. Ésta cuenta con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos y que representa el 44% de las líneas de subtransmisión del SIC. Todas estas instalaciones representan un valor anualizado de inversiones (AVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 35% del AVI + COMA del total de las instalaciones de subtransmisión del Sistema Interconectado Central.

Dentro de este negocio también participa TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, que también disponen de activos propios asociados a esta actividad.

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a los requerimientos de las empresas distribuidoras del Grupo CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a inyecciones efectuadas al sistema de subtransmisión por empresas de generación.

En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas del Grupo CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido.

Precios:

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

En resumen, el proceso consiste en calcular cada cuatro años una tarifa para los servicios regulados de una empresa transmisora eficiente de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último Decreto de Tarifas de Subtransmisión, publicado el 9 de abril de 2013, que rigen desde el 1 de enero del año 2011 hasta el 31 de diciembre del año 2014, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideraron tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2010 al 2019.



2.1.4. Generación de energía eléctrica.

El Grupo CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, tanto en el Sistema Interconectado Central –SIC– como en el Sistema de Magallanes, a través de las sociedades TECNET y EDELMAG, ésta última con una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 110 MW.

En el SIC, a través de GAS SUR, se opera la Central Newen, ubicada en la VII región, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

2.2.- Sector gas.

2.2.1.- Gas licuado.

El Grupo CGE a través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, participa en el negocio de distribución de gas licuado en Chile, con una cobertura que se extiende entre la Región de Tarapacá y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes, alcanzando al 31 de diciembre de 2013, una participación de mercado de 27,2% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria GASMAR, importa gas licuado para el mercado nacional.

En Colombia, a partir del año 2010, a través de la subsidiaria INVERSIONES GLP, GASCO distribuye gas licuado en 26 de los 32 departamentos del país, alcanzando una participación de mercado al 31 de diciembre de 2013 de aproximadamente el 21%.

Demanda y concentración de las operaciones:

Por tratarse de un bien de consumo básico, la demanda por gas licuado presenta estabilidad en el tiempo y no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura, el nivel de precipitaciones y el precio del gas licuado en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectar la demanda.

El negocio de importación y almacenamiento de gas licuado, actividad desempeñada por GASMAR, opera mediante contratos de venta de gas licuado a las principales distribuidoras del país, lo que otorga una estabilidad a los flujos de ingresos de la empresa y en los márgenes de las empresas distribuidoras.

Abastecimiento:

La subsidiaria GASMAR, principal proveedor de gas licuado de GASCO GLP, importa este combustible desde distintos países del mundo como: EE.UU, Argentina, Arabia Saudita, Inglaterra, Noruega, Qatar, entre otros. Asimismo, las compras nacionales se hacen a Enap a través de embarques provenientes de Cabo Negro, en la Región de Magallanes.

En el mercado colombiano, la subsidiaria INVERSIONES GLP realiza sus compras directamente a Ecopetrol S.A., sociedad vinculada al Ministerio de Minas y Energía de dicho país.

2.2.2.- Gas natural.

El Grupo CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus empresas



subsidiarias y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países.

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus subsidiarias METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. También participa, a través de METROGAS, en la propiedad de la sociedad GNL Quintero, que importa gas natural licuado desde distintas partes de mundo.

En el noroeste de Argentina GASCO distribuye gas natural por intermedio de GASNOR y comercializa gas natural a través de GASMARKET. Asimismo, participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas relacionadas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES.

Al finalizar el presente período, el número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR y Gasco Magallanes alcanza los 629.135, mientras que GASNOR provee de gas natural a 474.198 clientes.

Demanda:

De manera similar al negocio de distribución de gas licuado, el gas natural también corresponde a un bien de consumo básico, cuya demanda es bastante estable en el tiempo y no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura y el precio del gas natural en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectarla.

En relación con los precios, esta actividad está expuesta a los riesgos de un negocio vinculado a los precios de los combustibles líquidos y gaseosos, cuyos valores tienen un comportamiento que es propio de commodities transados en los mercados internacionales.

Abastecimiento:

Con respecto al riesgo de suministro, GAS SUR importa el gas natural desde Argentina para su posterior distribución. En el caso de la unidad de negocios Gasco Magallanes, el suministro es otorgado por ENAP, y el abastecimiento corresponde a producción nacional.

Para METROGAS, el inicio de la operación comercial del Terminal de Regasificación de GNL en Quintero, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre de 2009 y que desde el 1° de enero de 2011 opera a plena capacidad, ha permitido contar con gas natural proveniente desde distintas partes del mundo, a precios competitivos, reduciendo la vulnerabilidad en cuando al abastecimiento.

En el nuevo escenario de suministro de gas natural, un evento de emergencia que pudiera implicar una interrupción de suministro a los clientes residenciales y comerciales es altamente improbable. En todo caso, METROGAS dispone de un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en reemplazo del gas natural, y que estuvo en operación hasta agosto de 2009, con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales, durante el tiempo de la emergencia.



Producto del acuerdo logrado entre la subsidiaria Metrogas y Gasoducto Gasandes, hoy se cuenta con la capacidad de almacenamiento de gas natural de reserva (“parking”) en el gasoducto de Gasandes. Dicha capacidad de reserva “parking” equivale a consumo inmediato en caso de emergencia y la cobertura es aproximadamente un día y medio de suministro de nuestro mercado.

Por otro lado, GAS SUR está orientado a atender clientes residenciales y comerciales en la Región del BíoBío, cuyo consumo respecto al volumen total de gas comercializado en su zona de influencia es bajo.

Con fecha 31 de mayo de 2010, la subsidiaria Transportes e Inversiones Magallanes S.A. (en adelante TIMSA) inició la operación del servicio de transporte de pasajeros a gas natural en la ciudad de Punta Arenas. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 se movilizó a 5,3 millones de pasajeros.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados.

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

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor justo por resultados.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados se describen en Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior. Además, se han efectuado reclasificaciones al patrimonio neto para revelar retrospectivamente los efectos de pérdidas y ganancias actuariales de beneficios definidos, a efectos de dar cumplimiento a lo requerido por la NIC 19 (r).



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 2013.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2013.

- 3.2.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en marzo de 2012. Añade una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado.
- 3.2.2.- 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.
- 3.2.3.- 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.
- 3.2.4.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.2.5.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- 3.2.6.- 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.
- 3.2.7.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial” y la orientación sobre el control y la consolidación de 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 en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.8.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.



- 3.2.9.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.10.- 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.
- 3.2.11.- 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.
- 3.2.12.- 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.
- 3.2.13.- 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.
- 3.2.14.- 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.
- 3.2.15.- 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.
- 3.2.16.- 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”.
- 3.2.17.- 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.



3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros”: “Presentación”. Emitida en diciembre 2011. Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha del estado financiero y no depender de un acontecimiento futuro. Indica también que debe ser jurídicamente obligante para las contrapartes tanto en el curso normal del negocio, así como también en el caso de impago, insolvencia o quiebra. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada está permitida.
- 3.3.2.- 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 inicialmente era aplicable a contar del 1 de enero de 2015, sin embargo el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió de publicar la fecha efectiva cuando el proyecto esté más cerca a completarse. Por eso, su fecha de aplicación efectiva está por determinarse y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- Mejora a la NIC 27 “Estados Financieros Separados”, 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 del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- CINIIF 21 “Gravámenes”. Emitida en mayo de 2013. Esta interpretación de la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”. Emitida en mayo de 2013. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida para los períodos en que la entidad ha aplicado la NIIF 13.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”. Emitida en junio de 2013. A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.



- 3.3.7.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los Empleados”. Emitida en noviembre de 2013. Está enmienda se aplica a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta enmienda se clarifican algunos aspectos de la contabilidad de consideraciones contingentes en una combinación de negocios. NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” requiere que la medición subsecuente de una consideración contingente debe realizarse al valor razonable, por lo cual elimina las referencias a IAS 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” u otras NIIF que potencialmente tienen otras bases de valorización que no constituyen el valor razonable. Se deja la referencia a NIIF 9 “Instrumentos Financieros”; sin embargo, se modifica NIIF 9 aclarando que una consideración contingente, sea un activo o pasivo financiero, se mide al valor razonable con cambios en resultados u otros resultados integrales, dependiendo de los requerimientos de ésta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta modificación La enmienda aclara que se requiere de juicio para determinar si la adquisición de propiedades de inversión constituye la adquisición de un activo, un grupo de activos o una combinación de negocios conforme la NIIF 3. El juicio se basa en la orientación de la NIIF 3 más que en la NIC 40, que brinda orientación para determinar si una propiedad es una inversión en propiedades u ocupada por el propietario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

La Administración del Grupo CGE 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 consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que el Grupo CGE tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos



de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, el Grupo CGE reconoce el interés no controlante a su valor justo o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por el Grupo CGE, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

El Grupo CGE trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando el Grupo CGE deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros resultados integrales son reclasificados a resultados.

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se reconocen como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, mediante el método de la participación que se detalla en la NIC 28 párrafo 10.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

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



menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

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

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

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo CGE y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

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



3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2013			31-12-2012
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,32716%	0,00000%	99,32716%	99,77260%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	99,63107%	0,00000%	99,63107%	99,63107%
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	99,89482%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	98,21715%	0,00000%	98,21715%	98,18574%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 12, Las Condes, Santiago	CL \$	99,59179%	0,00878%	99,60057%	99,59721%
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	56,62438%	0,00000%	56,62438%	56,62438%
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	99,77778%	0,22222%	100,00000%	100,00000%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99945%	0,00055%	100,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99607%	0,00393%	100,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99324%	0,00676%	100,00000%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99100%	0,00900%	100,00000%	100,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

No existen cambios en el perímetro de consolidación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.



3.5.3.- Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de las subsidiarias que además consolidan incluyen las siguientes sociedades:

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2013		31-12-2012	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	51,83784%	29,35286%	51,83784%	29,35286%
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Avda. Apoquindo 3200 piso 11, Las Condes, Santiago	US \$	Gasco S.A.	51,00000%	28,87843%	51,00000%	28,87843%
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Avda. Gran Bretaña 5691, Talcahuano	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Rosas 1062, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
59.083.080-1	Gasco Grand Cayman Ltd.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.930.050-8	Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.964.210-8	Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Avda. Frei 314, Punta Arenas	CL \$	Gasco S.A.	85,00000%	48,13072%	85,00000%	48,13072%
76.742.300-4	Autogasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 7-21 Torre A of. 805, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	70,00000%	39,63707%	70,00000%	39,63707%
76.171.653-0	Gasco International S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	US \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
98.867.260-6	Centrogas S.A.	Chile	Av. Vitacura 7646, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99750%	29,35212%	99,99750%	29,35212%
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99500%	29,35139%	99,99500%	29,35139%
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99000%	29,32350%	99,99000%	29,32350%
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,00000%	27,74595%	70,00000%	27,74595%
0-E	Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,00000%	27,74595%	70,00000%	27,74595%
0-E	Ultragás S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,00000%	27,74595%	70,00000%	27,74595%
0-E	Gasco Argentina S.A.	Argentina	Avda. Leandro Alem 1050 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco International S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 No. 7 - 21 Torre A Oficina 805 - Bogotá	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	100,00000%	39,63707%	100,00000%	0,00000%
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	55,00000%	55,00000%	55,00000%
96.756.670-5	Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	0,00000%	0,00000%	51,00000%	51,00000%
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Avenida la Fragua 1240 Barrio Industrial, Coquimbo	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	99,99500%	99,99500%	99,99500%	99,99500%
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A.	Chile	Avda. Cordillera 3633, Coronel	CL \$	Inversiones y Gestión S.A.	99,99820%	100,00000%	99,99820%	100,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	92,30120%	90,65561%	92,27133%	90,59729%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	88,58229%	87,00300%	88,58229%	86,97518%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	93,99650%	92,32068%	93,99650%	92,29116%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 10, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	100,00000%	98,21715%	100,00000%	98,18574%
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 10, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	98,40504%	96,65063%	98,40504%	96,61972%
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL \$	Emel Atacama S.A.	98,40504%	96,61972%	98,40504%	96,61972%
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	2 Sur 1445, Talca	CL \$	CGE Distribución S.A.	99,99999%	99,32715%	99,99999%	98,18573%
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Ortúzar 376, Melipilla	CL \$	CGE Distribución S.A.	99,99998%	99,32714%	99,99999%	98,18573%
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Federico Alfonso 56, Ovalle	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,99000%	99,99000%	99,99000%	100,00000%
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821%	55,16492%	55,10821%	55,16492%
96.641.320-4	Inversiones San Sebastian S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	99,99980%	55,10680%	99,99982%	55,10680%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	98,69821%	99,99180%	98,69821%	99,99180%
0-E	International Financial Investments S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	99,48000%	99,99687%	99,48000%	99,99687%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	International Financial Investments S.A.	98,03450%	99,99650%	98,03450%	99,99650%
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Novanet S.A.	54,79450%	100,00000%	54,79450%	100,00000%
76.144.163-9	Emel Sur S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	CGE Distribución S.A.	0,00000%	0,00000%	98,15775%	98,18574%
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	98,15775%	98,18574%	98,15775%	98,18574%



3.5.4.- Entidades asociadas y control conjunto contabilizadas mediante el método de la participación.

3.5.4.1.- Entidades asociadas

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2013		31-12-2012	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	El Regidor 66 piso 16, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	20,00000%	11,32488%	20,00000%	11,32488%
0-E	Gasmart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Vectores Energéticos S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	25,00000%	14,15610%	25,00000%	14,15610%
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Calle 98 22-64, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	40,00000%	22,64975%	40,00000%	22,64975%
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Gasco S.A.	33,33300%	18,87460%	33,33300%	18,87460%
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Gasco S.A.	27,70000%	15,68495%	27,70000%	15,68495%
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Avda. del Valle Norte 857 Piso 4, Huechuraba, Santiago	CL \$	Inv. y Gestión S.A.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%

3.5.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2013		31-12-2012	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A.	19,50000%	19,50000%	19,50000%	19,50000%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	10,00000%	10,00000%	10,00000%	10,00000%
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Sarmiento 1230 piso 9 y 10, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	26,69780%	15,11746%	26,69780%	15,11746%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	2,60000%	1,47223%	5,85252%	1,47223%
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Sebastián Elcano 1995, Hualpén, Concepción	US\$	Gasco S.A.	29,99880%	16,98663%	29,99880%	16,98663%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	190 Elgin Avenue Grand Cayman KY1-9005 Cayman Islands	US\$	Gasco S.A.	26,70000%	15,11871%	26,70000%	15,11871%
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Gasco S.A.	30,00000%	16,98731%	30,00000%	16,98731%
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Gasco S.A.	0,00017%	0,00017%	0,00017%	0,00017%
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Av. Apoquindo 3200 piso 11 Las Condes	US\$	Gasmart S.A.	50,00000%	14,43922%	0,00000%	0,00000%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL\$	Gasco S.A.	20,00000%	11,32488%	20,00000%	11,32488%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	33,33300%	18,87460%	33,33300%	18,87460%



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

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo CGE.

3.6.2.- 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.

3.6.3.- 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 \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$	CL \$ / Cop \$
31-12-2013	524,61	724,30	23.309,56	80,49	0,27
31-12-2012	479,96	634,45	22.840,75	97,70	0,27

CL \$	Pesos chilenos	US \$	Dólar estadounidense
U.F.	Unidades de fomento	AR \$	Pesos argentinos
Cop \$	Pesos colombianos	EUR \$	Euros



3.6.4.- Entidades del Grupo CGE.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo CGE (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria), que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada (goodwill) y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente del de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio o período, según corresponda.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, gas, servicios e inversiones, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 30.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios del Grupo CGE, 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 y de distribución de gas, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.



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

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

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

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

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

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

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

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.

3.9.- 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 el Grupo CGE. 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.

3.10.- Activos intangibles.

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo CGE en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. 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.

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

3.10.2.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

3.10.3.- 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.

3.10.4- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan al costo. No tienen una vida útil definida para la explotación de dichos derechos, 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, con el fin de determinar si los eventos y las circunstancias permiten seguir apoyando la evaluación de la vida útil indefinida para dicho activo. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.10.5.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán durante el plazo de la concesión.

Dichos intangibles no se amortizan (vida útil indefinida), dado que la concesión no posee un plazo de expiración. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.10.6.- Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a CINIIF 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

3.10.7.- 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 el Grupo CGE, 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.

3.10.8.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.11.- Costos por intereses.

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

3.12.- 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.

3.13.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

3.14.- Activos financieros.

El Grupo CGE 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.

3.14.1.- 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).

3.14.2.- 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.

3.14.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

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

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



Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor justo de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor justo. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho del Grupo CGE a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro "Otras ganancias (pérdidas)".

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho del Grupo CGE a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), el Grupo CGE establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

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

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

3.15.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo CGE designa determinados derivados como:

- coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

El Grupo CGE documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

3.15.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.15.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el

patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.15.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.15.4.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

3.16.- 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 los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.



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

3.17.- 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 desde su facturación 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 el Grupo CGE 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.

3.18.- 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.

3.19.- 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.

3.20.- 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.

3.21.- 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 el Grupo CGE tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera, en los países en los que las subsidiarias y asociadas del Grupo CGE operan y generan renta gravable.

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

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

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias 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.

3.23.- Beneficios a los empleados.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

El Grupo CGE 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.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

El Grupo CGE mantiene en algunas de sus subsidiarias, 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.

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

El Grupo CGE constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), 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.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

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

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 3.23.3.- 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. El Grupo CGE reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

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



3.23.5.- Premios de antigüedad.

El Grupo CGE tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

El Grupo CGE reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

3.24.- Provisiones.

El Grupo CGE 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:

- El Grupo CGE 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 del Grupo CGE. 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.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor justo, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y el Grupo CGE cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.26.- 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.

3.27.- 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 del Grupo CGE. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

El Grupo CGE 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 del Grupo CGE, 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.

3.27.1.- Ventas de electricidad y gas.

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

3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando el Grupo CGE 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 el Grupo CGE 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.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

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

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.28.- Arrendamientos.

3.28.1.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario - arrendamiento financiero.

El Grupo CGE arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen en Otros pasivos financieros. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad del Grupo 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.

3.28.3.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendador.

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.



Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

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

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

3.29.- 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.

3.30.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas del Grupo CGE 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.

El Grupo CGE 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.

El Grupo CGE evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12. 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 al 31 de diciembre de 2013 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 15.1).

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. El Grupo CGE aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. El Grupo CGE utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de EBITDA para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

4.3.- 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.

El Grupo CGE determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de 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 22.5 se presenta información adicional al respecto.

4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

El Grupo CGE efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión 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. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, cilindros y estanques del gas fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.



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

4.5.- Activos financieros disponibles para la venta.

El Grupo CGE evalúa periódicamente el valor contable de estas inversiones, especialmente en Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A. Nota 7.3. Esta estimación es el resultado de la valorización de los flujos futuros descontados a una tasa de mercado que tendrían estas inversiones, bajo el escenario de contratos planteados en Nota 21.1.5.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido el Grupo CGE son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, especialmente aquellas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico en Chile, principal fuente de resultados y flujos para el Grupo, corresponden a 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, tanto en las actividades de distribución y subtransmisión de electricidad. 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, se 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 2013 el stock de deuda en moneda extranjera alcanza a M\$ 91.125.608, en consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio solamente afecta al 6,22% de la deuda financiera total, lo que se traduce en que el 93,78% se encuentra expresado en Unidades de Fomento o pesos chilenos.

Tipo de deuda	31-12-2013		31-12-2012	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	150.204.447	10,25%	164.580.262	10,64%
Deuda en unidades de fomento	1.224.733.598	83,53%	1.279.737.060	82,75%
Deuda en moneda extranjera - m/e	91.125.608	6,22%	102.219.767	6,61%
Total deuda financiera	1.466.063.653	100,00%	1.546.537.089	100,00%



Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 524,61, es decir un 9,30% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2012, fecha en que alcanzó un valor de \$ 479,96.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en dólares u otra moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados del Grupo CGE debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio, con respecto a diciembre de 2012.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2013		524,61	173.702	91.125.608	
	-1%	519,36	173.702	90.214.352	(911.256)
	1%	529,86	173.702	92.036.864	911.256

Como resultado de esta sensibilización, el efecto marginal en la utilidad antes de impuesto del Grupo CGE habría alcanzado a \pm M\$ 911.256.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo CGE mantiene un 83,53% de sus deudas financieras expresadas en UF, incluyendo aquellos pasivos financieros en moneda extranjera y que han sido reexpresado 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 de 2013, los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 12.247.336 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.

En este sentido, el Grupo CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 71,8% de la deuda financiera a nivel consolidado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

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\$ 4.136.397 de mayor gasto por intereses durante lo que va del año. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 14.660.637 de mayor gasto.

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

El riesgo de liquidez en las empresas del Grupo CGE, 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, un 88,7% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos.

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 el Grupo CGE. 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 del Grupo CGE, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2013	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	127.110.409	320.296.462	107.970.144	31.970.099		587.347.114
Bonos	59.231.290	110.875.665	157.451.835	230.391.460	830.477.385	1.388.427.635
Otros	31.972.808					31.972.808
Total	218.314.507	431.172.127	265.421.979	262.361.559	830.477.385	2.007.747.557
Porcentualidad	11%	21%	14%	13%	41%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2012	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	168.443.416	303.591.155	218.846.507	67.848.708	416.727	759.146.513
Efectos de comercio						0
Bonos	102.753.492	102.826.026	147.900.604	221.887.262	606.625.341	1.181.992.725
Otros	18.061.535					18.061.535
Total	289.258.443	406.417.181	366.747.111	289.735.970	607.042.068	1.959.200.773
Porcentualidad	14%	21%	19%	15%	31%	100%

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

En la actividad de distribución de electricidad, 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.

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 relación a la actividad de distribución de gas licuado y gas natural, la mayor parte de las ventas en términos de volumen, corresponde al segmento residencial-comercial, cuya modalidad de pago es principalmente al contado y recaudada directamente por la empresa. Asimismo, el Reglamento de Servicios de Gas de Red, establece la facultad de suspender el suministro de gas por falta de pago de las cuentas de consumo. De lo indicado anteriormente se puede concluir que el riesgo crediticio en este segmento de clientes se encuentra acotado y no es significativo.

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 del Grupo CGE es de aproximadamente 2,4 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad, gas licuado y gas natural. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 3,17% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	2.285.681.255	2.315.785.008
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	532.805.950	522.743.044
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	86.200.677	78.583.332
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,4	2,1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	3,17%	2,84%

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 2013 y 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 del Grupo CGE que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2013	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	556.295.913	578.249.758	3,95%
Bonos	909.767.740	1.005.304.332	10,50%
Total pasivo financiero	1.466.063.653	1.583.554.090	8,01%

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.	674.415.740	677.415.856	0,44%
Bonos	872.121.349	951.966.188	9,16%
Total pasivo financiero	1.546.537.089	1.629.382.044	5,36%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	8.289.487	13.859.737
Saldos en bancos.	27.644.281	93.023.366
Total efectivo.	35.933.768	106.883.103
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	50.789.427	541.438
Otros equivalentes al efectivo (*).	60.754.992	51.656.654
Total equivalente al efectivo.	111.544.419	52.198.092
Total	147.478.187	159.081.195

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no difiere del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo.

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	48.382.728	34.319.228
Inversiones en pactos.	12.372.264	17.337.426
Total otros equivalentes al efectivo.	60.754.992	51.656.654

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	140.742.115	83.957.096
	US \$	1.765.026	72.405.436
	AR \$	1.134.094	1.002.549
	COP \$	3.834.994	1.304.439
	EUR \$	1.958	411.675
Total		147.478.187	159.081.195

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2013		31-12-2012	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	14.545		13.307	
Activos de cobertura.		882.378	144.489	
Activos financieros disponibles para la venta.		5.164.897		8.410.191
Total	14.545	6.047.275	157.796	8.410.191

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

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se presentaron como “actividades de operación” en el estados de flujos de efectivo, como parte de los cambios en el capital de trabajo. Lo anterior, se fundamenta en que el Grupo CGE ha contratado los señalados activos como instrumentos financieros derivados con el propósito de hacer cobertura económica y financiera de los riesgos asociados al tipo de cambio y tasas de interés enunciados.

Los cambios en los valores razonables de los activos clasificados en esta categoría se registran en la cuenta “otros ingresos por función/otros gastos por función” en el estado de resultados.

Clase de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31-12-2013		31-12-2012	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, instrumentos de patrimonio.	14.545		13.307	0
Total	14.545	0	13.307	0

7.2.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y variaciones de precio del gas licuado y gas natural. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro “otros activos financieros y otros pasivos financieros”.

Los contratos de derivados que no hayan madurado, son valorizados a su valor justo y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en la cuenta de patrimonio denominada Otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

Los derivados de tipo de cambio se denominan como de cobertura de valor razonable y cobertura de flujo de efectivo, dependiendo de la naturaleza de la operación.

Al 31 de diciembre de 2013 las subsidiarias Gasco GLP S.A., Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. y Unigas Colombia S.A. E.S.P., presentan partidas pendientes de liquidar, cuyos efectos se registran en el patrimonio, bajo la denominación reservas de cobertura de flujo de caja o en el resultado del ejercicio, según corresponda.



En el ejercicio anterior la subsidiaria Metrogas S.A., tuvo suscritos contratos de derivados de riesgo de variación de precios de “commodities”, bajo la modalidad de swaps y de forwards para cubrir el riesgo temporal. Estos derivados han sido designados como de cobertura a valor razonable y se clasifican bajo el nombre “activos de cobertura” o “pasivos de cobertura”, según corresponda. Estos derivados se consideran como de cobertura de valor justo de las existencias. Esto se fundamenta en que la operación no busca fijar el precio de compra del gas, sino que comprar a un precio de mercado y no tener existencias valoradas a precios fuera de mercado.

Inversiones GLP S.A.S. E.S.P., tiene suscrito con el Banco Corpbanca un contrato de derivado “Swaps” de cobertura financiera de tasa de interés, que redenomina una deuda a tasa variable de IBR más 2,7% trimestral, a una deuda a tasa fija de 9,36% anual, expirando el contrato el 17 de enero de 2020. Además, su subsidiaria Unigas Colombia S.A. E.S.P., tiene suscrito con el Banco Corpbanca un contrato de derivado “Swaps” de cobertura financiera de tasa de interés, que redenomina una deuda a tasa variable de IBR más 2,5% trimestral, a una deuda a tasa fija de 8,49% anual, expirando el contrato el 25 de julio de 2016.

Al 31 de diciembre de 2013, la subsidiaria Gasmar S.A., mantuvo coberturas de tipo de cambio, cuyo valor justo se determinó por la compensación que resultase, considerando como tipo de cambio de maduración, el valor futuro vigente a la fecha de cierre, actualizado a su valor presente por la tasa TAB nominal de 30 días, vigentes a esa misma fecha. En los derivados de tipo de cambio, para determinar el valor futuro vigente a la fecha de cierre, se emplearon los puntos forward a una semana de plazo y a 30 días plazo, publicados por Reuters, a los que se les agregó el valor del dólar observado a la fecha de cierre.

Para los contratos derivados de propano, el valor justo se determinó por la compensación que resultó, considerando como cotización del propano de maduración, el valor futuro vigente a la fecha de cierre, actualizado a su valor presente por la tasa Libor de 15, 30 y 60 días vigente a esa misma fecha. Los precios futuros son los publicados por Reuters a la fecha de cierre, para los meses siguientes.

El Grupo CGE, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. La composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan en los siguientes cuadros.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Metrogas S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de commodities (gas natural)	Existencias de gas		562		
Inversiones GLP S.A.S E.S.P.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés			837.945	
Gasmar S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposiciones de las variaciones de precios de gas licuado	Moneda		143.927		
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés			44.433	
Total					0	144.489	882.378	0

Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Gasco GLP S.A.	Forward	Valor razonable	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Existencias de gas	13.143	2.919		
Gasmar S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Moneda		56.830		
Total					13.143	59.749	0	0

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 19.1.

7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2013 y 2012, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2013	31-12-2012
			31-12-2013	31-12-2012	M\$	M\$
0-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	10.850.710	13,00000%	13,00000%	2.994.030	6.774.900
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	22.464	13,00000%	13,00000%	1.903.628	1.414.696
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	3,35700%	175.001	117.502
92.970.000-7	Cem S.A.	257.174	0,08570%	0,08570%	43.494	45.818
96.539.380-3	Ediciones Financieras S.A.	25	1,25000%	1,25000%	16.520	16.520
90.694.000-0	Empresa Periodística La Nación	240	0,24000%	0,24000%		8.531
99.581.910-4	Gráfica Puerto Madero S.A.	240	0,00000%	0,00000%	8.531	8.531
0-E	Organización Terpel S.A.	3.621	0,00189%	0,00189%	7.542	7.542
91.968.000-8	Inmobiliaria Club de la Unión de Punta Arenas S.A.	50	5,68000%	5,68000%	6.960	6.960
70.497.500-7	Estadio Español de Concepción S.A.	20	0,12000%	0,12000%	3.886	3.886
73.116.100-3	Instituto de la Construcción	0	0,00000%	0,00000%	2.904	2.904
70.393.200-2	Club de Campo La Posada S.A.	10	0,06000%	0,06000%	2.118	2.118
70.024.300-1	Sociedad de Fomento Fabril	676	0,26000%	0,26000%	282	282
70.341.300-5	Corporación Club Concepción	1	0,03000%	0,03000%	1	1
Total					5.164.897	8.410.191

7.4.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 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.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2013 y 2012, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

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

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados.	14.545				14.545
Total	14.545	0	0	0	14.545

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2012		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	13.307				13.307
Total	13.307	0	0	0	13.307

7.4.2.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		882.378		882.378	
Total	0	882.378	0	882.378	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2012		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	144.489			144.489	
Total	144.489	0	0	144.489	0

7.4.3.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura valor razonable.	13.143			13.143	
Total	13.143	0	0	13.143	0



Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2012		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja	56.830			56.830	
Derivados de cobertura valor razonable.	2.919			2.919	
Total	59.749	0	0	59.749	0

7.4.4.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.		2.994.030			2.994.030
Gasoducto Gasandes S.A.		1.903.628			1.903.628
Otros Gasco S.A.		74.767			74.767
Otros Inversiones y Gestión S.A.		17.471			17.471
Total	0	5.164.897	0	0	5.164.897

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2012		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.		117.501			117.501
Gasoducto Gasandes S.A.		6.774.900			6.774.900
SCX Bolsa de Clima de Santiago		1.414.697			1.414.697
Otros (Gasco S.A.)		85.622			85.622
Otros Inversiones y Gestión S.A.		17.471			17.471
Total	0	8.410.191	0	0	8.410.191

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros disponibles para la venta que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2.- El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Al respecto, en lo que dice relación con la inversión de la subsidiaria Metrogas en Gasandes Argentina S.A. y Gasoducto Gasandes S.A., equivalentes a una participación accionaria del 13%, se han considerado las condiciones en que los cargadores renegociaron sus contratos de transporte más las condiciones y costos considerados para el caso de Metrogas. Como consecuencia de lo anterior se efectuó un deterioro al valor contable de esta inversión a la fecha de transición, como resultado de una valorización de los flujos futuros que tendrían las sociedades Gasoducto Gasandes Argentina S.A. y Gasoducto Gasandes S.A. bajo el escenario de contratos planteado.

Conforme a NIC 39, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Deudores comerciales, neto.	328.705.278	333.006.627	13.937.627	25.859.203
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	2.787.658	2.593.846	4.078.718	5.247.554
Otras cuentas por cobrar, neto.	88.332.596	68.585.070	8.763.396	8.867.412
Total	419.825.532	404.185.543	26.779.741	39.974.169

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	16.519	1.037		
Anticipo honorarios.	21.357	17.907		
Préstamos al personal.	4.037.006	2.942.563	1.106.939	1.180.776
Anticipo de remuneraciones.	30.712			
Fondos por rendir.	36.772	54.921		
Sub total	4.142.366	3.016.428	1.106.939	1.180.776
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	9.057.437	8.228.927	1.677.982	1.368.130
Derechos de agua.				4.062.251
Sub total	9.057.437	8.228.927	1.677.982	5.430.381
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	57.703.500	52.631.869	4.575	9.133
Anticipo Proveedores.	4.246.494	2.585.143		
Instalaciones y proyectos por cobrar.	109.312	153.010	896.300	699.624
Boletas garantías.	57.764	136.408	177.315	134.887
Documentos por cobrar fideicomiso financiero.	276.061	107.633	740.867	1.376.495
Otros documentos por cobrar.	12.860.813	1.793.917	42.384	36.116
Crédito a terceros.	10.000	15.347		
Cash Call Gasandes.			4.117.034	
Otros.	410.036	238.884		
Provisión de deterioro.	(541.187)	(322.496)		
Sub total	75.132.793	57.339.715	5.978.475	2.256.255
Total	88.332.596	68.585.070	8.763.396	8.867.412

(*) Ver nota 20.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Deudores comerciales, bruto.	409.454.102	401.365.823	18.555.844	35.160.878
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	3.080.107	3.193.811	4.078.718	5.247.554
Otras cuentas por cobrar, bruto.	88.873.783	68.907.566	8.763.396	8.867.412
Total	501.407.992	473.467.200	31.397.958	49.275.844

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Deudores comerciales.	85.367.042	77.660.871
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.	292.448	599.965
Otras cuentas por cobrar.	541.187	322.496
Total	86.200.677	78.583.332

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial.	78.583.332	67.615.840
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(1.791.884)	(8.181.578)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(120.590)	(146.600)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	9.529.819	19.295.670
Total	86.200.677	78.583.332

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que el Grupo CGE 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 calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que



podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

En relación al suministro de gas para el segmento residencial comercial, es un servicio básico de consumo masivo, que concentra la mayor parte de la venta en términos de volumen. Para este tipo de clientes se contemplan dos modalidades de venta: de contado y a plazo, siendo la venta al contado mayoritaria y recaudada directamente por la empresa. Las empresas distribuidoras, a través de alianzas comerciales con emisores de tarjetas de crédito han acercado la modalidad de venta a crédito al público, asumiendo estos últimos el 100% del riesgo crediticio. En consecuencia, para este segmento no existe riesgo de crédito para Gasco y sus subsidiarias.

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

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

Clientes del segmento gas: Las deudas mayores a 180 y 210 días son provisionadas en un 100% para las áreas de gas licuado y natural, respectivamente. Las deudas inferiores a 180 y 210 días son provisionadas de acuerdo a evaluaciones individuales de cada cliente.

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 solo por su parte de capital.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2013			31-12-2012		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	4.289.699	(1.508.390)	2.781.309	4.474.664	(1.940.175)	2.534.489
Posterior a un año pero menor de cinco años.	4.824.930	(1.331.015)	3.493.915	5.885.145	(1.669.907)	4.215.238
Más de cinco años.	697.155	(106.003)	591.152	1.287.428	(195.755)	1.091.673
Total	9.811.784	(2.945.408)	6.866.376	11.647.237	(3.805.837)	7.841.400



8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

31-12-2013	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	243.210.973	64.086.196	14.737.020	4.990.375	3.731.632	2.915.424	2.853.043	2.704.325	2.562.003	86.218.955	428.009.946	409.454.102	18.555.844
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	6.796.140	48.673	42.053	18.799	6.153	17.638	16.940	17.472	18.538	176.419	7.158.825	3.080.107	4.078.718
Otras cuentas por cobrar, bruto.	95.079.062	128.513	500	2.482	207	78.448	27.962		84.877	2.235.128	97.637.179	88.873.783	8.763.396
Provision deterioro	(4.944.500)	(1.757.999)	(1.751.264)	(1.377.758)	(1.200.665)	(1.123.006)	(1.078.259)	(1.117.441)	(1.454.078)	(70.395.707)	(86.200.677)	(81.582.460)	(4.618.217)
Total	340.141.675	62.505.383	13.028.309	3.633.898	2.537.327	1.888.504	1.819.686	1.604.356	1.211.340	18.234.795	446.605.273	419.825.532	26.779.741

31-12-2012	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	255.521.661	54.882.822	15.425.669	6.423.265	4.943.946	4.056.799	4.176.595	3.190.046	4.042.437	83.863.461	436.526.701	401.365.823	35.160.878
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	8.150.164	63.247	31.762	23.975	29.605	9.180	8.753	16.215	13.106	95.358	8.441.365	3.193.811	5.247.554
Otras cuentas por cobrar, bruto.	75.473.276	166.334	9.752	56.747	2.818	76.410	10.438		236	1.978.967	77.774.978	68.907.566	8.867.412
Provision deterioro	(5.670.623)	(2.324.818)	(1.692.343)	(1.138.790)	(880.536)	(1.034.766)	(1.135.203)	(1.076.180)	(1.274.229)	(62.355.844)	(78.583.332)	(69.281.657)	(9.301.675)
Total	333.474.478	52.787.585	13.774.840	5.365.197	4.095.833	3.107.623	3.060.583	2.130.081	2.781.550	23.581.942	444.159.712	404.185.543	39.974.169

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.		106.244.653	(65.470)				106.244.653	(65.470)
Por vencer.	1.601.196	104.296.643	(753.567)	61.372	32.669.677	(4.123.848)	136.966.320	(4.877.415)
Sub total por vencer	1.601.196	210.541.296	(819.037)	61.372	32.669.677	(4.123.848)	243.210.973	(4.942.885)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	861.356	62.052.009	(1.324.688)	29.278	2.034.187	(425.745)	64.086.196	(1.750.433)
Entre 31 y 60 días	217.597	13.538.911	(1.260.126)	13.067	1.198.109	(478.299)	14.737.020	(1.738.425)
Entre 61 y 90 días	40.182	4.075.090	(821.443)	7.984	915.285	(534.329)	4.990.375	(1.355.772)
Entre 91 y 120 días	40.391	2.909.744	(734.365)	5.248	821.888	(458.088)	3.731.632	(1.192.453)
Entre 121 y 150 días	18.930	2.220.440	(618.618)	4.482	694.984	(484.500)	2.915.424	(1.103.118)
Entre 151 y 180 días	16.144	2.156.921	(583.871)	4.106	696.122	(474.223)	2.853.043	(1.058.094)
Entre 181 y 210 días	13.130	2.070.979	(625.305)	2.844	633.346	(474.664)	2.704.325	(1.099.969)
Entre 211 y 250 días	13.340	1.881.098	(832.863)	3.400	680.905	(602.679)	2.562.003	(1.435.542)
Más de 250 días	444.279	76.914.690	(62.135.214)	59.127	9.304.265	(7.555.137)	86.218.955	(69.690.351)
Sub total vencidos	1.665.349	167.819.882	(68.936.493)	129.536	16.979.091	(11.487.664)	184.798.973	(80.424.157)
Total	3.266.545	378.361.178	(69.755.530)	190.908	49.648.768	(15.611.512)	428.009.946	(85.367.042)

31-12-2012								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.		92.857.120	(106.017)				92.857.120	(106.017)
Por vencer.	1.539.473	120.723.324	(3.993.171)	104.507	41.941.217	(1.548.955)	162.664.541	(5.542.126)
Sub total por vencer	1.539.473	213.580.444	(4.099.188)	104.507	41.941.217	(1.548.955)	255.521.661	(5.648.143)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	814.036	52.719.489	(1.896.732)	48.843	2.163.333	(482.301)	54.882.822	(2.379.033)
Entre 31 y 60 días	222.236	14.267.316	(1.499.140)	18.867	1.158.353	(213.203)	15.425.669	(1.712.343)
Entre 61 y 90 días	46.032	5.534.913	(921.344)	10.061	888.352	(217.446)	6.423.265	(1.138.790)
Entre 91 y 120 días	39.841	4.199.102	(763.247)	5.366	744.844	(153.403)	4.943.946	(916.650)
Entre 121 y 150 días	17.920	3.372.841	(790.590)	4.996	683.958	(242.895)	4.056.799	(1.033.485)
Entre 151 y 180 días	15.571	3.553.974	(859.168)	4.604	622.621	(256.419)	4.176.595	(1.115.587)
Entre 181 y 210 días	16.542	2.668.102	(858.245)	3.592	521.944	(192.222)	3.190.046	(1.050.467)
Entre 211 y 250 días	15.135	3.396.937	(1.048.779)	3.135	645.500	(203.473)	4.042.437	(1.252.252)
Más de 250 días	396.406	76.521.585	(55.844.131)	70.656	7.341.876	(5.569.990)	83.863.461	(61.414.121)
Sub total vencidos	1.583.719	166.234.259	(64.481.376)	170.120	14.770.781	(7.531.352)	181.005.040	(72.012.728)
Total	3.123.192	379.814.703	(68.580.564)	274.627	56.711.998	(9.080.307)	436.526.701	(77.660.871)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2013				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	18.385	3.300.979	2.914	17.481.073
Total	18.385	3.300.979	2.914	17.481.073

31-12-2012				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	18.173	1.303.287	1.290	5.416.558
Total	18.173	1.303.287	1.290	5.416.558

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Provisión cartera no repactada	8.281.271	14.486.999
Provisión cartera repactada	1.028.643	4.808.671
Recuperos del período o ejercicio	219.905	
Total	9.529.819	19.295.670

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente por venta de energía, gas y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ventas de energía eléctrica	32.167.269	1.247.968.438
Ventas de gas	6.499.742	993.022.540
Ventas de servicios	578.949	103.639.425
Total	39.245.960	2.344.630.403

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ventas de energía eléctrica	29.772.822	1.217.982.407
Ventas de gas	6.398.861	1.033.893.436
Ventas de servicios	1.967.832	130.276.251
Total	38.139.515	2.382.152.094



9.- 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 el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

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.

El Grupo CGE, 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.



9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 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		No corrientes	
							31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	Cop \$		17.210		
0-E	Combustibles Cota Ltda.	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	78	59		
0-E	Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A.	Argentina	Servicios prestados	Hasta 90 días	Negocios Conjuntos	CL \$	15.829	23.983		
0-E	Fif y Cía. S.A.S	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	320	203		
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$	243.536	219.373		
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	US \$	53.951	29.085		
0-E	Gasoducto del Pacífico (Arg.) S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$		1.551.792		
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$		7.911		
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		8.967		
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P	Colombia	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		2.639		
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	7.352	16.083		
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	26.628			
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	772	707		
65.241.300-5	Fundación CGE	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$		23		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Anticipo por compra de gas	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$	3.121.036	636.758		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Negocios conjuntos	US \$			1.041.670	925.697
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Venta de gas Licuado	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	7.916.649	3.714.852		
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Director común	CL \$	253	262		
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Servicios informáticos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$		1.072		
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	3.905	3.262		
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Dividendos	Más de 1 año	Negocios Conjuntos	US \$			2.694.715	2.465.365
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 Días	Negocios Conjuntos	US \$	8.613	8.536		
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Aportes por capitalizar	Más de 1 año	Negocios Conjuntos	US \$			978.980	2.616.178
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$	1.706.082			
99.520.000-7	Cía. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	200.091	68.377		
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	18.017	18.017		
TOTALES							13.323.112	6.329.171	4.715.365	6.007.240



9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 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		No corrientes	
							31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
0-E	Vidagas de Occidente S.A.	Colombia	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		24.910		
0-E	Almacенadora de Gas de Occidente S.A.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		7.092		
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Servicio de transporte terrestre	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	178.504	140.385		
0-E	Combustibles Cota Ltda.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		619		
0-E	Sefta S.A.	Panamá	Compra de activos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	Cop \$	18.843	17.292		
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Asociada	Cop \$	1.399	22.607		
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	3.477	5.428		
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	160	422		
0-E	Gases Unidos de Colombia S.A.S.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	772			
0-E	Fif y Cia. S.A.S.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	767	1.097		
0-E	Supra Seguros Asesores	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	2.610	3.070		
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Servicio de transporte terrestre	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	22.844	23.250		
0-E	Plexa S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	7.241	5.190		
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$	3.648			
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$	7.296			
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.943	1.943		
76.375.230-5	Círculo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Préstamos recibidos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	82.500	82.500		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 90 días	Negocio conjunto	US \$		449.160		
77.058.290-2	Energía del Sur S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Director común	CL \$	167	45		
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	213.815	122.017		
81.533.000-5	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	220			
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	122.038	71.994		
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	2.815.636			
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	47.472	77.944		
92.513.000-1	Naviera Ultragas Ltda.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	1.941.818			
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 90 días	Negocio conjunto	CL \$	880.455	854.725		
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	23.719	23.719		
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.000			
TOTALES							6.381.344	1.935.409	0	0



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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2013 31-12-2013		01-01-2012 31-12-2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios prestados	Cop \$			17.211	17.211
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios recibidos	Cop \$	23.199	(23.199)	21.840	(21.840)
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios de transporte	Cop \$			1.123	(1.123)
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Indirecta	Compra de combustibles	Cop \$	48.251	(45.970)	52.290	(52.290)
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	3.426	(1.438)	2.931	(2.931)
0-E	Combustibles Cota Ltda.	Colombia	Indirecta	Compra de combustibles	Cop \$	8.953	(8.953)	9.944	(9.944)
0-E	Combustibles Cota Ltda.	Colombia	Indirecta	Venta de gas licuado	Cop \$	1.083	1.083	1.262	1.262
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios recibidos	Cop \$	31	(31)		
0-E	Fif Y Cía. S.A.S.	Colombia	Indirecta	Compra de combustibles	Cop \$	25.551	(25.338)	15.242	(15.242)
0-E	Fif Y Cía. S.A.S.	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$			164	(164)
0-E	Fif Y Cía. S.A.S.	Colombia	Indirecta	Venta de gas licuado	Cop \$	3.573	3.573	4.060	4.060
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Asociada	Reembolso de gastos	US \$	24.867	0	29.464	
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Venta de gas licuado	Cop \$	351.580	351.580	115.735	115.735
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios Prestados	Cop \$	224.166	224.166	93.222	93.222
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios recibidos	Cop \$	8	(8)		
0-E	Plexa S.A. E.S.P.	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	7.336	(7.336)		
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Indirecta	Servicio de transporte terrestre recibido	Cop \$	1.248.420	(1.248.420)	848.133	(848.133)
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Indirecta	Servicio de transporte terrestre prestado	Cop \$			75.864	75.864
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P.	Colombia	Indirecta	Venta de gas licuado	Cop \$	22.370	22.370	70.800	70.800
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P.	Colombia	Indirecta	Servicios Prestados	Cop \$	13.749	13.749	26.525	26.525
0-E	Supra Seguros Asesores de Seguros S.A.S.	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	31.140	(28.255)	31.711	(12.034)
0-E	Transportes Unitrans S.A.S. (Ex Transportes Din...	Colombia	Indirecta	Servicio de transporte	Cop \$	224.188	(224.188)	283.266	(283.266)
0-E	Transportes Unitrans S.A.S. (Ex Transportes Din...	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	1.409	(1.409)	10.352	(9.941)
0-E	Gases Unidos de Colombia S.A.S	Colombia	Indirecta	Servicios recibidos	Cop \$	8.327	(8.327)		
0-E	Almacenadora de Gas de Occidente	Colombia	Indirecta	Servicios prestados	COP \$			7.093	7.093
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL \$	8		509	
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Servicios recibidos	CL \$	11.429	(11.429)	13.259	(13.259)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	US \$	201.968.352	(201.968.352)	328.453.230	(328.453.230)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Intereses cobrados	US \$	28.372	28.372	29.028	29.028



9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (Continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2013 31-12-2013		01-01-2012 31-12-2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustible	CL \$	90.662	(90.662)	100.469	(100.469)
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Indirecta	Servicio de transporte terrestre recibido	CL \$	4.676.328	(4.676.328)	3.910.084	(3.910.084)
81.095.400-1	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$			1.717	1.717
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	6.226	(6.226)	2.905	(2.905)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	69		56.962	
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	1.593	(1.593)	1.682	(1.682)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios prestados	CL \$	3.425	3.425	1.575	1.575
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Venta de materiales	CL \$	173	173	127	127
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Venta de gas licuado	CL \$	140.560.747	140.560.747	85.561.654	85.561.654
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Accionista de Subsidiaria	Servicios recibidos	CL \$	1.418.429	(1.418.429)	786.626	(786.626)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	4.400		54.026	
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	1.271.787	(19.693)	2.674.479	(18.587)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Venta de energía	CL \$	1.720	1.720		
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios de operación pagados	CL \$	94.843	(1.971)	7.437	(7.437)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios prestados	CL \$	15	15		
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	9.076		165.102	
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	34.364	(34.364)	60.129	(60.129)
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Accionista	Arriendo de Oficinas	CL \$	39.430	39.430	39.081	39.081
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Accionista	Servicios Prestados	CL \$	10.253	10.253	44.327	44.327
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	108	(108)	516	(516)
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	180	(180)	541	(541)
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Reembolso de Gastos	CL \$	582		397	
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	CL \$	12.056.361	(12.056.361)	12.828.034	(12.828.034)
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$			1.302	
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	5.072	(5.072)	1.207	(1.207)
76.227.236-9	Transporte Enegia Móvil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	3.220	(3.220)		
99.520.000-7	Cía. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	2.321	(2.321)		
99.520.000-7	Cía. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Venta de gas natural	CL \$	614.341	614.341	570.192	570.192
99.520.000-7	Cía. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Ventas de otros servicios	CL \$	374	374		
99.520.000-7	Cía. de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Compra de combustibles	CL \$	104.818	(104.818)	95.107	(95.107)



9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

El Directorio de Compañía General de Electricidad 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 18 de abril de 2012 se eligió el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 1.960 de fecha 27 de abril de 2012, el Directorio de CGE S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

Jorge Eduardo Marín Correa	Presidente del Directorio
José Luis Hornauer Herrmann	Vicepresidente del Directorio
Andrés Pérez Cruz	Director
Francisco Javier Marín Estévez	Director
Cristián Neuweiler Heinsen	Director
Francisco Javier Marín Jordán	Director
José Antonio Bascuñán Valdés	Director

El equipo gerencial del Grupo CGE lo componen a nivel matriz un gerente general, cinco gerentes corporativos de área y trece subgerentes corporativos.

9.2.1.- 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 18 de abril de 2013, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2013, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2012:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Pagar a cada Director 60 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.

- Participación de utilidades.

Pagar una participación del 1,5 por ciento de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5 por ciento de los dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio y demás dividendos con cargo a otras utilidades o fondos que se hayan pagado durante el ejercicio. La participación del Presidente del Directorio será equivalente a dos veces la participación a un Director.

- Asistencia Comité.

Pagar a cada integrante del comité de directores una dieta por asistencia a las sesiones de 20 unidades de fomento; y una participación de un tercio de la participación que el director perciba en su calidad de tal conforme al punto anterior.



El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2013 31-12-2013			01-01-2012 31-12-2012		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Jorge Eduardo Marín Correa	Presidente	35.883		328.306	40.753		
José Luis Hornauer Herrmann	Vicepresidente	16.546		180.449	20.377	1.347	
Francisco Javier Marín Estévez	Director	17.943		164.153	20.377		
Pablo José Pérez Cruz	Ex - Director			65.183	5.395	1.347	
Francisco Javier Marín Jordán	Director	17.943		164.153	20.377		
Juan Antonio Guzmán Molinari	Ex - Director			65.183	5.395	1.348	
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	17.943	4.594	202.575	20.377	2.265	
Andrés Pérez Cruz	Director	17.943	4.135	153.688	14.982	2.265	
José Antonio Bascañán Valdés	Director	17.943	4.594	153.688	14.982	2.265	
Totales		142.144	13.323	1.477.378	163.015	10.837	0

Las remuneraciones correspondientes a directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 1.507.371 al 31 de diciembre de 2013 y M\$ 1.499.366 en el ejercicio 2012.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave del Grupo CGE asciende a M\$ 3.397.099 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, (M\$ 4.073.086 en el ejercicio 2012).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 15.278.031 al 31 de diciembre de 2013 (M\$15.447.326 en el ejercicio 2012).

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

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Materias primas.	46.811.895	67.569.917		
Productos en proceso.	573.007	1.721.979		
Mercaderías para la venta.	8.286.975	8.054.133		
Suministros para la producción.	3.453.526	3.020.811		
Suministros para mantención.	6.007.694	7.747.722		
Trabajos en curso.	2.944.603	5.381.408		
Mercaderías en tránsito.	1.366.713	3.475.548		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	564.207	665.957	2.219.361	2.548.108
Otros (*)	3.075.623	2.278.999		
Provisión de deterioro.	(2.328.710)	(5.281.650)		
Total	70.755.533	94.634.824	2.219.361	2.548.108

(*) En el ítem otros, se incluye el stock de vehículos que la subsidiaria Gasco S.A., asigna a sus clientes de gas licuado, vía leasing financiero.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	2.952.940	(4.781.613)
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.		241.783
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	657.575.052	763.038.904

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	31.410.711	26.816.258		
Rebajas al impuesto.	5.986.602	7.951.155		
Créditos al impuesto.	5.790.087	7.083.649		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	1.035.612	1.019.232	328.576	645.895
Subtotal activos por impuestos	44.223.012	42.870.294	328.576	645.895
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(52.803.125)	(38.445.308)		
Subtotal pasivos por impuestos	(52.803.125)	(38.445.308)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	(8.580.113)	4.424.986	328.576	645.895

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Gastos pagados por anticipado.	3.556.108	3.391.913		
Garantías de arriendo.	170.439	191.895	104.964	87.154
Boletas en garantía.	276.101	297.836	8.280	8.280
Obras de arte.	3.920	4.964		
Otros activos	315.795	46.964	80.889	225.765
Total	4.322.363	3.933.572	194.133	321.199



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

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2013

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
Inversiones en asociadas.	2.619.906	13.499	1.025.267		(3.551)	(142.500)	3.770	(251.212)	3.265.179
Inversiones en sociedades con control conjunto.	30.354.250	393.458	9.412.403	(753.796)	(4.408.307)		(4.651.671)	3.727.825	34.074.162
Total	32.974.156	406.957	10.437.670	(753.796)	(4.411.858)	(142.500)	(4.647.901)	3.476.613	37.339.341

Al 31 de diciembre de 2012

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2012 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2012 M\$
Inversiones en asociadas.	1.178.134	1.727.464	718.401		(618.887)		2.838	(388.044)	2.619.906
Inversiones en sociedades con control conjunto.	36.183.899	619.477	7.093.606	5.611.457	(8.698.374)	(2.662.927)	(3.761.413)	(4.031.475)	30.354.250
Total	37.362.033	2.346.941	7.812.007	5.611.457	(9.317.261)	(2.662.927)	(3.758.575)	(4.419.519)	32.974.156



13.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	0							0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	545.032		345.082		(142.500)		(113.632)	633.982
Vectores Energéticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	1.337		(136)				(230)	971
Almallano S.A. E.S.P	Colombia	COP \$	40,0000%	40,0000%	137.350						(137.350)	0
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	33,3330%	33,3330%	1.539.867		649.810			3.212		2.192.889
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	27,7000%	27,7000%	351.835	13.499	29.876	(3.551)		558		392.217
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.485		635					45.120
Total					2.619.906	13.499	1.025.267	(3.551)	(142.500)	3.770	(251.212)	3.265.179

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	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\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2012 M\$
Tu Ves S.A. (3)	Chile	CL \$	25,0000%	25,0000%	209.445						(209.445)	0
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	0							0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	784.971		557.101	(618.887)			(178.153)	545.032
Vectores Energéticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	2.320		(541)				(442)	1.337
Almallano S.A. E.S.P	Colombia	COP \$	40,0000%	40,0000%	137.350							137.350
Montagas S.A. E.S.P. (2)	Colombia	COP \$	33,3330%	33,3330%	0	1.383.936	153.621			2.310		1.539.867
Energas S.A. E.S.P. (2)	Colombia	COP \$	27,7000%	27,7000%	0	343.528	7.779			528		351.835
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.048		441				(4)	44.485
Total					1.178.134	1.727.464	718.401	(618.887)	0	2.838	(388.044)	2.619.906



- (1) Al 31 de diciembre de 2013, la subsidiaria Gasco S.A. mantiene discontinuado el reconocimiento de la inversión en Campanario Generación S.A., dado que desde mayo de 2011 esta compañía presenta patrimonio negativo.

Con fecha 9 de noviembre de 2011 se realizó la Junta Constitutiva de Acreedores de Campanario Generación S.A., en la que se ratificó como Síndico titular a don Herman Chadwick Larraín, se acordó citar a la primera Junta Ordinaria de Acreedores, y se acordó la continuación efectiva parcial, excluyéndose los contratos de suministro de energía y potencia con las compañías SAESA, FRONTEL; una serie de cooperativas eléctricas y CDE Distribución S.A.; también denominados en conjunto PPA's (Power Purchase Agreement)

A la fecha se han realizado varias Juntas de Acreedores de Campanario Generación S.A., en las que se han tratado aspectos procesales de la quiebra destinados al reconocimiento de los pasivos y a la administración de los activos de la fallida. Conforme fuere autorizado por la Junta de Acreedores, el síndico puso término al Contrato de Suministro de Energía con SAESA, FRONTEL y las cooperativas eléctricas y suscribió un contrato de transacción con CGE Distribución S.A. en el cual se acordaron las condiciones de la terminación anticipada de éste último contrato. Si bien existen fondos susceptibles de ser repartidos a los acreedores, ello no se ha efectuado por existir impugnaciones pendientes.

Con fecha 19 de junio de 2012, se dio inicio al pago de los créditos valistas con los fondos disponibles en caja, que ascienden a la suma de aproximadamente MUS\$ 65.000. Con fecha 29 de junio de 2012, el Síndico de la quiebra, don Herman Chadwick Larraín adjudicó los activos de Campanario Generación S.A. a Duke Energy en la suma de MUS\$ 86.200.-

Durante el mes de abril de 2013 se realizó un tercer reparto de la quiebra, con un saldo ascendente a M\$ 2.841 para distribuir entre los acreedores valistas.

- (2) A fines de julio de 2012, continuando con su proceso de expansión en el mercado de distribución de gas en Colombia, la subsidiaria Gasco S.A. adquirió el 100% de la participación accionaria de JGB Inversiones S.A.S., por intermedio de la subsidiaria Inversiones GLP S.A.S. E.S.P., por un monto ascendente a M\$ 3.637.043. La Sociedad JGB Inversiones S.A.S. mantiene como activos, principalmente su participación accionaria en las sociedades Montagas S.A. E.S.P. y Energas S.A. E.S.P., con un 33,3% y 27,7%, respectivamente.
- (3) A fines de diciembre de 2012 el Grupo CGE enajenó su participación accionaria del 25,0% en Tu Ves S.A.



13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2013											
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasmarket S.A.	50,00000%	10.521.766	549.800	11.071.566	9.803.621		9.803.621	1.267.945	12.600.956	(11.910.656)	690.300	690.300	690.300
Vectores Energéticos S.A.	25,00000%	4.038		4.038	117		117	3.921		(544)	(544)	(544)	(544)
Montagas S.A. E.S.P.	33,33300%	3.394.391	11.805.588	15.199.979	1.355.014	7.266.232	8.621.246	6.578.733	22.131.233	(20.181.784)	1.949.449	1.949.449	1.949.449
Energas S.A. E.S.P.	27,70000%	547.428	1.039.905	1.587.333	44.749	152.779	197.528	1.389.805	2.375.198	(2.269.333)	105.865	105.865	105.865
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	90.661		90.661	421		421	90.240		1.270	1.270	1.270	1.270

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2012											
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasmarket S.A.	50,00000%	11.538.930	179.935	11.718.865	10.628.822		10.628.822	1.090.043	14.381.660	(13.267.459)	1.114.201	1.114.201	1.114.201
Vectores Energéticos S.A.	25,00000%	7.612		7.612	2.260		2.260	5.352		(2.163)	(2.163)	(2.163)	(2.163)
Montagas S.A. E.S.P.	33,33300%	2.154.375	10.793.854	12.948.229	2.429.012	5.899.571	8.328.583	4.619.646	20.480.182	(19.023.761)	1.456.421	1.456.421	1.456.421
Energas S.A. E.S.P.	27,70000%	460.081	1.006.717	1.466.798	49.153	147.482	196.635	1.270.163	2.561.131	(2.233.393)	327.738	327.738	327.738
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	89.245		89.245	275		275	88.970		882	882	882	882



13.3.- Sociedades con control conjunto.

13.3.1.- Inversiones en sociedades con control conjunto contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.862.398		2.476.336		(1.331.260)		(2.546.092)		10.461.382
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	6.029.753		1.002.771				(1.146.703)		5.885.821
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	787.822		132.263		(82.876)		(119.998)		717.211
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	5.377.233		(375.058)				(956.990)		4.045.185
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	696.839		(20.336)				(19.085)	(423.293)	234.125
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,00000%	30,00000%	236.524		1.013.051				112.605		1.362.180
Innergy Transportes S.A.	Chile	US\$	0,00017%	0,00017%	0								0
Hualpén Gas S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%	0	393.458							393.458
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	29,99880%	29,99880%	0			(753.796)			(6.058)	759.854	0
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	US\$	26,70000%	26,70000%	0								0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	26,69780%	26,69780%	4.991.946		141.252				493.883		5.627.081
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	0		4.877.386		(2.994.171)		(479.380)	3.385.206	4.789.041
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	371.735		164.738				16.147	6.058	558.678
Total					30.354.250	393.458	9.412.403	(753.796)	(4.408.307)	0	(4.651.671)	3.727.825	34.074.162

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2012 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2012 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	13.956.671		2.709.713		(2.924.821)		(1.879.165)		11.862.398
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	6.595.200		2.017.869		(1.974.174)		(609.142)		6.029.753
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	852.380		146.646		(21.979)		(189.225)		787.822
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	7.068.956		(352.775)				(1.338.948)		5.377.233
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	5,85252%	5,85252%	0	619.477	(18.316)				(87.536)	183.214	696.839
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,00000%	30,00000%	0		1.396.658				70.944	(1.231.078)	236.524
Innergy Transportes S.A.	Chile	US\$	0,00017%	0,00017%	0								0
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	29,99880%	29,99880%	3.188.890			479.307	(1.073.489)	(2.662.927)	(53.480)	121.699	0
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	US\$	26,70000%	26,70000%	0								0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	26,69780%	26,69780%	4.521.802		815.924				(345.780)		4.991.946
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	0			5.132.150	(2.703.911)		670.416	(3.098.655)	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	0		377.887				503	(6.655)	371.735
Total					36.183.899	619.477	7.093.606	5.611.457	(8.698.374)	(2.662.927)	(3.761.413)	(4.031.475)	30.354.250



13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2013												
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	2.107.665	20.050.275	22.157.940	249.375		249.375	21.908.565		4.952.672	4.952.672	4.952.672		4.952.672
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	18.240.139	58.014.412	76.254.551	29.760.955	18.837.597	48.598.552	27.655.999	74.442.424	(69.300.008)	5.142.416	5.142.416		5.142.416
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	430.286	6.741.827	7.172.113			0	7.172.113	15.111	1.307.522	1.322.633	1.322.633		1.322.633
Gascart S.A.	50,00000%	3.488.233	12.886.096	16.374.329	6.977.378	1.306.586	8.283.964	8.090.365	16.837.264	(17.589.550)	(752.286)	(752.286)	(1.911.619)	(2.663.905)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	26,69780%	13.749.799	18.595.557	32.345.356	7.020.534	4.247.912	11.268.446	21.076.910	6.369.842	(5.840.723)	529.119	529.119		529.119
Gasnor S.A.	2,60000%	3.865.708	14.389.347	18.255.055	7.791.257	1.459.008	9.250.265	9.004.790	16.837.264	(17.621.869)	(784.605)	(784.605)	(2.117.037)	(2.901.642)
Gasoducto del Pacífico S.A.	29,99880%	4.361.454	2.064.889	6.426.343	383.992	8.982.382	9.366.374	(2.940.031)	1.587.819	(4.100.573)	(2.512.754)	(2.512.754)	(21.696)	(2.534.450)
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	26,70000%	2.125		2.125		3.415	3.415	(1.290)			0	0		0
Innergy Holdings S.A.	30,00000%	23.763.011	10.115.000	33.878.011	24.976.071	4.361.946	29.338.017	4.539.994	26.259.675	(22.882.782)	3.376.893	3.376.893	375.350	3.752.243
Innergy Transportes S.A.	0,00017%	1.220.331	11.066.866	12.287.197	1.035.661	16.255.997	17.291.658	(5.004.461)			0	0		0
Hualpén Gas S.A.	50,00000%	786.915		786.915			0	786.915			0	0		0
GNL Quintero S.A.	20,00000%	87.975.523	565.950.842	653.926.365	34.003.646	595.977.420	629.981.066	23.945.259	100.352.557	(75.965.625)	24.386.932	24.386.932	43.079.501	67.466.433
GNL Chile S.A.	33,33300%	82.591.314	79.123	82.670.437	77.868.315	3.126.072	80.994.387	1.676.050	535.566.382	(535.072.163)	494.219	494.219	(21.850)	472.369

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2012												
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	4.420.356	20.316.015	24.736.371	25.772		25.772	24.710.599	6.525.541	(130.313)	6.395.228	6.395.228		6.395.228
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	17.034.104	61.470.382	78.504.486	35.603.733	14.506.644	50.110.377	28.394.109	75.041.192	(67.220.843)	7.820.349	7.820.349		7.820.349
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	346.061	7.569.575	7.915.636	37.419		37.419	7.878.217	1.471.747	(5.292)	1.466.455	1.466.455		1.466.455
Gascart S.A.	50,00000%	4.600.284	16.471.261	21.071.545	6.556.469	2.562.395	9.118.864	11.952.681	16.043.163	(16.748.891)	(705.728)	(705.728)	(2.642.228)	(3.347.956)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	26,69780%	11.056.359	18.801.808	29.858.167	7.245.663	3.914.528	11.160.191	18.697.976	9.229.003	(6.172.342)	3.056.661	3.056.661		3.056.661
Gasnor S.A.	5,85252%	4.578.257	16.446.941	21.025.198	6.556.372	2.562.395	9.118.767	11.906.431	16.482.903	(17.212.454)	(729.551)	(729.551)	(2.668.702)	(3.398.253)
Gasoducto del Pacífico S.A.	29,99880%	4.177.140	4.208.546	8.385.686	573.382	8.217.885	8.791.267	(405.581)	4.250.953	(2.653.186)	1.597.767	1.597.767	(178.277)	1.419.490
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	26,70000%	2.125		2.125		3.415	3.415	(1.290)			0	0		0
Innergy Holdings S.A.	30,00000%	19.346.784	10.320.005	29.666.789	19.720.662	9.158.536	28.879.198	787.591	27.690.800	(23.034.860)	4.655.940	4.655.940	236.479	4.892.419
Innergy Transportes S.A.	0,00017%	1.220.331	11.066.866	12.287.197	1.035.661	16.255.997	17.291.658	(5.004.461)			0	0		0
GNL Quintero S.A.	20,00000%	72.461.001	543.018.105	615.479.106	28.036.093	612.439.999	640.476.092	(24.996.986)	100.338.518	(74.677.768)	25.660.750	25.660.750	4.196.941	29.857.691
GNL Chile S.A.	33,33300%	82.861.254	118.070	82.979.324	79.077.940	2.786.168	81.864.108	1.115.216	865.941.432	(864.807.760)	1.133.672	1.133.672	(20.266)	1.113.406



13.3.3.- Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2013						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	9.937				426.097		(110.478)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	1.372.919	6.470.516	12.342.284	(492.112)	2.005.776	(5.359.796)	(2.275.056)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	80.007				406		(1.178)
Gascart S.A.	12.070				3.816		(442)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	138.404			(694.733)	686.095		(2.104.680)
Gasnor S.A.	3.110.722	1.443.913	1.511.979	(483.250)	215.386	(493.847)	(275.535)
Gasoducto del Pacífico S.A.	1.162.169			(187.734)	84.705	(633)	(620.295)
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.							
Innergy Holdings S.A.	11.682.015			(243.098)	59.157	(182.542)	(946.157)
Innergy Transportes S.A.							
Hualpén Gas S.A.	786.915						
GNL Quintero S.A.	26.728.880	27.721.966	56.093.714	(17.278.419)	1.370.987	(30.395.516)	(9.405.920)
GNL Chile S.A.	2.780.579			(45.239)	293.610	(89.736)	(293.719)

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2012						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	37.798				244.755		(50.225)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	978.753	11.638.856	8.844.099	(532.570)	2.155.533	(4.086.785)	(3.079.361)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	115.491						(529)
Gascart S.A.	22.027				3.130		(22.662)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	100.312			(497.889)	280.673		(5.216.657)
Gasnor S.A.	2.599.406	2.101.072	2.222.675	(645.400)	199.896	(595.942)	449.702
Gasoducto del Pacífico S.A.	968.551			(196.048)	114.731	(1.012)	(972.132)
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.							
Innergy Holdings S.A.	10.999.267			(241.973)	80.010	(199.004)	(866.475)
Innergy Transportes S.A.							
GNL Quintero S.A.	20.213.995	24.308.534	581.198.443	(16.854.527)	2.257.231	(32.011.344)	(6.689.196)
GNL Chile S.A.	2.650.217			(54.787)	375.807	(90.865)	(266.131)



13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
					01-01-2013 M\$						31-12-2013 M\$	
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,32716%	99,32716%	406.558.172	36.722	20.946.012	(11.490.818)		304.221	416.354.309	(66.738)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,63107%	99,63107%	195.865.333		2.729.805	(2.934.904)		1.201.747	196.861.981	(10.667)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	21.475.824		2.806.300	(2.686.884)		1.134.055	22.729.295	(2.829)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	144.672.874		9.514.180	(3.432.926)		(215.970)	150.538.158	(61.891)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	32.158.747		4.406.949	(1.484.002)	(7.580.013)	76.462	27.578.143	(124)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,59179%	99,59179%	325.802.723		31.234.483	(18.428.710)		148.490	338.756.986	(75.535)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	278.268.457		41.587.884	(27.587.397)	694.180	26.390.297	319.353.421	(21.132.603)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	99,77778%	99,77778%	1.874.251		(179.914)	(42.206)		1.558	1.653.689	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	99,99945%	99,99945%	5.195.764		(333.873)			10.927	4.872.818	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	13.647.758		5.044.458	(4.961.426)		24.744	13.755.534	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	99,99607%	99,99607%	48.275.298		2.913.642				51.188.940	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	99,99324%	99,99324%	6.225.652		(2.221.649)				4.004.003	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	99,99101%	99,99101%	30.044.987		(9.847.079)				20.197.908	
Total					1.510.065.840	36.722	108.601.198	(73.049.273)	(6.885.833)	29.076.531	1.567.845.185	(21.350.387)

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	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
					01-01-2012 M\$						31-12-2012 M\$	
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,77260%	99,77260%	272.618.168	122.109.408	9.743.418	(4.419.296)		6.506.474	406.558.172	(54.299)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,63107%	99,63107%	159.494.604	33.730.209	4.587.617			(1.947.097)	195.865.333	
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	21.110.474	36.072	2.677.655	(2.323.365)		(25.012)	21.475.824	(90.795)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,18574%	98,18574%	144.393.172	22.102	6.025.580	(6.662.014)		894.034	144.672.874	(120.930)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	36.977.332		4.661.823	(2.287.836)	(7.990.666)	798.094	32.158.747	
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,58843%	99,58843%	327.205.220	17.559	18.462.030	(14.615.874)		(5.266.212)	325.802.723	(191)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	214.327.800		31.426.565	(12.366.764)	(1.940.655)	46.821.511	278.268.457	(59.907)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	99,77778%	99,77778%	1.864.857		131.522	(122.128)			1.874.251	(9.113.236)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	99,99945%	99,99945%	9.002.279		(3.752.373)	(54.142)			5.195.764	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.890.524		1.740.182	(897.574)		914.626	13.647.758	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	99,99607%	99,99607%	43.395.721		2.075.766			2.803.811	48.275.298	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	99,99324%	99,99324%	10.589.965		(4.522.603)			158.290	6.225.652	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	99,99101%	99,99101%	14.615.755	25.997.544	18.855.516			(192.318)	30.044.987	
Total					1.238.254.361	181.912.894	92.112.698	(43.748.993)	(9.931.321)	51.466.201	1.510.065.840	(9.439.358)



13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	31-12-2013													
		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	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,32716%	210.611.851	657.204.579	867.816.430	154.265.500	294.376.241	448.641.741	419.174.689	718.625.551	(611.440.668)	(86.096.982)	21.087.901	21.087.900	20.877.757	20.877.756
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,63107%	109.848.965	265.149.951	374.998.916	88.571.840	87.899.559	176.471.399	198.527.517	214.160.887	(182.297.099)	(29.099.440)	2.764.348	2.739.913	2.589.164	2.564.729
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	9.521.678	54.763.279	64.284.957	4.510.035	20.197.489	24.707.524	39.577.433	28.255.047	(17.254.100)	(5.931.088)	5.069.859	2.809.255	6.205.108	3.944.504
Emel Norte S.A.	98,21715%	39.987.392	263.141.212	303.128.604	63.469.991	77.465.672	140.935.663	162.192.941	163.506.593	(132.603.723)	(19.987.143)	10.915.727	9.686.882	11.022.677	9.786.686
CGE Argentina S.A.	99,99164%	15.702.862	54.945.205	70.648.067	36.973.743	5.793.152	42.766.895	27.881.172	42.807.157	(23.907.182)	(14.463.635)	4.436.340	4.407.317	(3.144.308)	(3.173.331)
Transnet S.A.	99,59179%	58.415.232	510.437.117	568.852.349	31.923.402	196.783.454	228.706.856	340.145.493	80.613.203	(31.819.179)	(17.431.516)	31.362.508	31.362.508	31.500.568	31.500.568
Gasco S.A.	56,62438%	199.276.367	1.400.332.300	1.599.608.667	179.923.145	561.735.460	741.658.605	857.950.062	993.022.540	(716.572.581)	(141.699.694)	134.750.265	73.445.191	245.880.030	130.452.823
Tecnet S.A.	99,77778%	4.657.982	4.009.775	8.667.757	2.607.870	4.402.515	7.010.385	1.657.372	19.563.118	(17.742.933)	(2.000.500)	(180.315)	(180.315)	(178.753)	(178.753)
Comercial & Logística General S.A.	99,99945%	16.387.332	2.339.829	18.727.161	3.447.492	10.406.824	13.854.316	4.872.845	31.799.702	(28.248.739)	(3.884.837)	(333.874)	(333.874)	(322.947)	(322.947)
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	12.710.088	9.567.012	22.277.100	2.705.870	5.319.633	8.025.503	14.251.597	15.295.459	(10.540.836)	(3.257.915)	1.496.708	5.091.812	5.153.265	5.116.787
Inversiones y Gestión S.A.	99,99607%	6.736.669	56.965.312	63.701.981	4.458.392	8.052.498	12.510.890	51.191.091	9.960.726	(2.208.873)	(4.838.068)	2.913.785	2.913.759	2.913.785	2.913.759
Sociedad de Computación Binaria S.A.	99,99324%	2.862.875	19.131.155	21.994.030	7.989.756	10.000.000	17.989.756	4.004.274	23.619.639	(22.949.398)	(2.892.040)	(2.221.799)	(2.221.799)	(2.221.799)	(2.221.799)
Novanet S.A.	99,99101%	27.232.829	8.813.807	36.046.636	2.162.437		2.162.437	33.884.199	3.400.781	(2.200.008)	(7.754.416)	(6.553.643)	(9.847.963)	(6.553.643)	(9.847.963)

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31-12-2012													
		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	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,77260%	183.390.189	656.288.535	839.678.724	131.712.442	298.064.514	429.776.956	409.901.768	671.001.162	(576.021.194)	(85.200.641)	9.779.327	9.765.625	6.528.785	6.515.083
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,63107%	85.786.054	265.139.259	350.925.313	56.706.370	96.679.158	153.385.528	197.539.785	205.610.769	(173.094.355)	(27.859.888)	4.656.526	4.604.605	3.591.916	3.539.995
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	8.668.534	54.472.683	63.141.217	5.464.798	20.502.360	25.967.158	37.174.059	27.425.925	(16.881.014)	(5.697.892)	4.847.019	2.680.475	4.836.203	2.669.659
Emel Norte S.A.	98,18574%	43.368.159	255.612.118	298.980.277	51.179.646	92.043.260	143.222.906	155.757.371	199.946.815	(163.176.859)	(29.139.682)	7.630.274	6.492.048	8.642.883	7.487.227
CGE Argentina S.A.	99,99164%	12.665.741	55.997.542	68.663.283	32.694.410	3.700.291	36.394.701	32.268.582	39.941.747	(23.882.821)	(11.394.326)	4.664.600	4.662.213	(3.329.284)	(3.329.121)
Transnet S.A.	99,58843%	33.439.653	521.968.342	555.407.995	35.157.148	193.101.676	228.258.824	327.149.171	74.055.989	(30.477.484)	(25.040.177)	18.538.328	18.538.328	13.251.881	13.251.881
Enerplus S.A.	100,00000%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.471.915	2.471.915	0	2.471.915	0
Gasco S.A.	56,62438%	215.071.292	1.241.970.825	1.457.042.117	166.586.008	542.824.526	709.410.534	747.631.583	1.033.893.436	(794.209.732)	(134.239.014)	105.444.690	55.500.061	234.769.636	134.760.719
Tecnet S.A.	99,77778%	4.976.886	4.987.174	9.964.060	4.595.428	3.490.207	8.085.635	1.878.425	20.615.291	(18.179.912)	(2.303.564)	131.815	131.815	131.815	131.815
Comercial & Logística General S.A.	99,99945%	22.277.255	3.207.520	25.484.775	12.375.567	7.913.416	20.288.983	5.195.792	45.765.795	(45.620.380)	(3.897.809)	(3.752.394)	(3.752.394)	(3.752.394)	(3.752.394)
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	17.651.148	10.151.080	27.802.228	7.930.869	5.224.104	13.154.973	14.647.255	13.816.878	(9.047.525)	(2.980.019)	1.789.334	1.756.519	2.650.718	2.617.903
Inversiones y Gestión S.A.	99,99607%	3.831.213	58.280.878	62.112.091	10.189.754	3.645.030	13.834.784	48.277.307	7.306.699	(2.294.115)	(2.936.723)	2.075.861	2.075.847	4.879.652	4.879.638
Sociedad de Computación Binaria S.A.	99,99324%	4.453.707	21.868.481	26.322.188	10.096.115	10.000.000	20.096.115	6.226.073	27.041.852	(27.875.357)	(3.689.405)	(4.522.910)	(4.522.910)	(4.364.609)	(4.364.609)
Novanet S.A.	99,99101%	88.825.356	51.566.208	140.391.564	22.821.172	19.692	22.840.864	117.550.700	15.729.736	(9.498.826)	37.662.194	43.893.104	18.857.211	43.893.104	18.858.304

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2013		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	481.888		481.888
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	127.020	(61.445)	65.575
Programas informáticos.	60.536.964	(44.938.932)	15.598.032
Otros activos intangibles identificables.	258.523.395	(1.059.832)	257.463.563
Total	319.669.267	(46.060.209)	273.609.058

Activos Intangibles	31-12-2012		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	25.223		25.223
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	125.444	(58.258)	67.186
Programas informáticos.	57.907.559	(39.744.795)	18.162.764
Otros activos intangibles identificables.	264.673.072	(939.156)	263.733.916
Total	322.731.298	(40.742.209)	281.989.089

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2013 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es de los intangibles con vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos intangibles de vida finita.	46.060.209	40.742.209
Total	46.060.209	40.742.209



El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2013				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	25.223	67.186	18.162.764	263.733.916	281.989.089
Adiciones.	456.665	9.073	3.534.630	8.912.406	12.912.774
Desapropiaciones.				(4.308.838)	(4.308.838)
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.			(58.648)	(4.102.026)	(4.160.674)
Retiros.			(55.142)	(13.411)	(68.553)
Amortización.		(10.730)	(5.986.782)	(733.347)	(6.730.859)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		46	1.211	(5.770.353)	(5.769.096)
Otros incrementos (disminuciones).				(254.785)	(254.785)
Cambios, total	456.665	(1.611)	(2.564.731)	(6.270.354)	(8.380.031)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	481.888	65.575	15.598.033	257.463.562	273.609.058

Movimientos en activos intangibles	31-12-2012				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	2.179.089	69.805	21.272.053	272.641.877	296.162.824
Adiciones por desarrollo interno.			7.885	4.230	12.115
Adiciones.	122.136	21.096	2.352.026	8.210.071	10.705.329
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.				(9.416.483)	(9.416.483)
Retiros.		(10.529)	(2.696.139)	(20.200)	(2.726.868)
Amortización.		(13.186)	(5.013.430)	(740.145)	(5.766.761)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(1.260)	(6.737.370)	(6.738.630)
Otros incrementos (disminuciones).	(2.276.002)		2.241.629	(208.064)	(242.437)
Cambios, total	(2.153.866)	(2.619)	(3.109.289)	(8.907.961)	(14.173.735)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	25.223	67.186	18.162.764	263.733.916	281.989.089

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2013	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	210.613.549	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	33.557.715	43
Servidumbres.	13.056.618	Indefinida
Servidumbres.	235.680	Definida
Total	257.463.562	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Costo de ventas.	5.038.577	4.167.399
Gastos de administración.	1.692.282	1.599.362
Total	6.730.859	5.766.761

14.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- 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 indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

14.2.2.- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no estarán afectados a amortización.

14.2.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.



La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

14.2.4.- Información sobre las concesiones de servicio.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias prestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

Dichas concesiones están establecidas en las Provincias de Jujuy, San Juan, Tucumán (concesiones eléctricas) y Provincias de Jujuy, Tucumán, Salta y Santiago del Estero (concesiones gas). El plazo total de dichas concesiones fluctúa en un rango de 35 a 90 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2012			Movimientos 2013	
					Saldo al 01-01-2012	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2012	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2013
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.310.000-1	Gasco S.A. (*)	12-09-1977	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	2.544.299		2.544.299		2.544.299
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A. (*)	30-07-1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052		1.028.052		1.028.052
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A. (*)	30-06-1997	Inversiones y Gestión S.A.	Sin relación	808.051		808.051		808.051
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A. (*)	30-08-1999	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Reorganización	98.971.277		98.971.277		98.971.277
96.722.460-K	Metrogras S.A. (*)	03-10-2000	Gasco S.A.	Sin relación	8.462.106		8.462.106		8.462.106
96.853.490-4	Gas Sur S.A. (*)	08-06-2001	Gasco S.A.	Sin relación	684.967		684.967		684.967
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (*)	30-04-2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002		103.712.002		103.712.002
76.348.900-0	Energía del Umari S.A.	05-01-2007	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Sin relación	89.457		89.457		89.457
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	30-11-2007	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	47.881.406		47.881.406		47.881.406
76.038.873-4	Tu Ves S.A.	30-12-2008	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	524.182	(524.182)	0		0
76.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	03-07-2009	Enerplus S.A.	Sin relación	11.998.096	(11.998.096)	0		0
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	18-02-2010	Gasco S.A.	Sin relación	3.313.251		3.313.251		3.313.251
0-E	Grupo Unigas S.A.	15-03-2011	Gasco S.A.	Sin relación	4.550.102		4.550.102		4.550.102
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	12-07-2012	Inversiones GLP S.A. E.S.P.	Accionista de subsidiaria	0	1.909.579	1.909.579		1.909.579
Totales					284.567.248	(10.612.699)	273.954.549	0	273.954.549

(*) Para todas las combinaciones de negocios efectuadas con anterioridad al 1 de enero de 2008, se optó por no aplicar de forma retroactiva la NIIF 3, utilizando la exención de la NIIF 1 como fecha de transición.



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

El Grupo CGE evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, 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 3.12.- 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 el Grupo CGE 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 nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013, fluctuaron entre un 9% y un 12% para Chile, entre un 11,5% y un 12,5% para Colombia y para Argentina tasas de descuento reales antes de impuestos que fluctúan entre un 13% y 14,2%, para los negocios eléctricos y del gas.

Como resultado de estas pruebas el Grupo CGE determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2013.

15.2.- Combinaciones de negocios.

JGB Inversiones S.A.S. ESP.	M\$
Adquisición al 12 de Julio de 2012	3.637.043
Total pago transferido	3.637.043
Saldos de activos adquiridos y de pasivos asumidos identificables reconocidos	
Activos	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.727.464
Total activos	1.727.464
Pasivos	
Total pasivos	0
Patrimonio a valor justo	1.727.464
Porcentaje de participación	100%
VP	1.727.464
Plusvalía comprada	1.909.579
Otros incrementos (decrementos)	
Plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2013	1.909.579

En julio de 2012, continuando con su proceso de expansión en el mercado de distribución de gas en Colombia, la sociedad adquirió el 100% de la participación accionaria de JGB Inversiones S.A.S., por intermedio de la subsidiaria Inversiones GLP S.A.S. E.S.P., por un monto ascendente a M\$ 3.637.043. La Sociedad JGB Inversiones S.A.S. mantiene como activos, principalmente su participación accionaria en las sociedades Montagas S.A. E.S.P. y Energas S.A. E.S.P., con un 33,3% y 28,22%, respectivamente.



16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo Inicial	12.156.469	11.568.975
Adiciones, propiedades de inversión.		560.999
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	3.939	
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.		611.899
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(471.544)	(154.822)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	28.145	(430.582)
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(169.161)	
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(608.621)	587.494
Total	11.547.848	12.156.469

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	11.547.848	12.156.469
Total	11.547.848	12.156.469

16.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	560.924	552.578

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	80
Vida útil para planta y equipo.	20	80
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Construcciones en curso.	138.267.001	138.491.819
Terrenos.	116.913.453	117.403.727
Edificios.	81.814.594	81.032.086
Planta y equipos.	2.190.603.303	2.029.551.801
Subestaciones de poder.	304.487.699	282.173.457
Líneas de transporte energía.	167.734.925	162.775.077
Subestaciones de distribución.	93.447.536	91.829.975
Líneas y redes de media y baja tensión.	508.958.264	503.893.677
Maquinas y equipos de generación.	74.890.524	70.993.614
Red de distribución de gas.	698.535.661	617.577.831
Cilindros de gas licuado.	144.395.667	139.945.952
Estanques refrigerados	27.733.496	26.573.517
Estanques domiciliarios.	28.564.699	28.023.451
Medidores.	141.854.832	105.765.250
Equipamiento de tecnología de la información	4.494.891	6.795.284
Instalaciones fijas y accesorios	102.464.894	98.454.457
Equipos de comunicaciones.	2.708.756	2.874.314
Herramientas.	9.297.181	8.542.590
Muebles y útiles.	3.601.939	4.008.591
Instalaciones y accesorios diversos.	86.857.018	83.028.962
Vehículos de motor.	17.089.626	19.223.563
Mejoras de bienes arrendados.	4.595.637	4.651.022
Otras propiedades, plantas y equipos.	30.165.199	36.629.796
Repuestos	8.266.671	9.889.372
Total	2.694.675.269	2.542.122.927



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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Construcciones en curso.	138.267.001	138.491.819
Terrenos.	116.913.453	117.403.727
Edificios.	121.595.630	117.099.508
Planta y equipos.	2.937.946.719	2.725.293.200
Subestaciones de poder.	404.182.007	369.706.023
Líneas de transporte energía.	218.057.799	207.326.354
Subestaciones de distribución.	141.518.173	136.179.171
Líneas y redes de media y baja tensión.	729.948.253	707.892.245
Maquinas y equipos de generación.	124.033.195	119.070.529
Red de distribución de gas.	806.434.449	708.963.731
Cilindros de gas licuado.	179.480.975	171.066.228
Estanques refrigerados	37.391.723	34.182.515
Estanques domiciliarios.	39.203.462	37.990.174
Medidores.	257.696.683	232.916.230
Equipamiento de tecnología de la información	27.055.261	29.223.030
Instalaciones fijas y accesorios	159.562.271	160.491.187
Equipos de comunicaciones.	11.114.003	11.710.218
Herramientas.	25.250.014	25.173.509
Muebles y útiles.	13.480.689	20.660.950
Instalaciones y accesorios diversos.	109.717.565	102.946.510
Vehículos de motor.	41.433.247	40.078.576
Mejoras de bienes arrendados.	5.703.724	5.302.550
Otras propiedades, plantas y equipos.	37.501.221	43.221.566
Repuestos	9.171.574	10.518.283
Total	3.595.150.101	3.387.123.446



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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Edificios.	39.781.036	36.067.422
Planta y equipos.	747.343.416	695.741.399
Subestaciones de poder.	99.694.308	87.532.566
Lineas de transporte energía.	50.322.874	44.551.277
Subestaciones de distribución.	48.070.637	44.349.196
Líneas y redes de media y baja tensión.	220.989.989	203.998.568
Maquinas y equipos de generación.	49.142.671	48.076.915
Red de distribución de gas.	107.898.788	91.385.900
Cilindros de gas licuado.	35.085.308	31.120.276
Estanques refrigerados	9.658.227	7.608.998
Estanques domiciliarios.	10.638.763	9.966.723
Medidores.	115.841.851	127.150.980
Equipamiento de tecnología de la información	22.560.370	22.427.746
Instalaciones fijas y accesorios	57.097.377	62.036.730
Equipos de comunicaciones.	8.405.247	8.835.904
Herramientas.	15.952.833	16.630.919
Muebles y útiles.	9.878.750	16.652.359
Instalaciones y accesorios diversos.	22.860.547	19.917.548
Vehículos de motor.	24.343.621	20.855.013
Mejoras de bienes arrendados.	1.108.087	651.528
Otras propiedades, plantas y equipos.	7.336.022	6.591.770
Repuestos	904.903	628.911
Total	900.474.832	845.000.519



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

Movimiento al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento año 2013		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013		138.491.819	117.403.727	81.032.086	2.029.551.801	6.795.284	98.454.457	19.223.563	4.651.022	36.629.796	9.889.372	2.542.122.927
Cambios	Adiciones.	112.753.445	1.127.039	655.803	8.475.949	1.030.563	2.395.407	2.786.784	402.310	22.236.615	3.723.545	155.587.460
	Desapropiaciones		(248.069)	(146.397)	(326.697)	(8.318)	(60.294)	(488.967)				(1.278.742)
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(7.522)	3.583								(3.939)
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.	(15.576.714)	(1.742.690)		(143.681)	(24.913)	(72.893)	(34.568)	(318)			(17.595.777)
	Retiros.		(134.789)		(8.442.013)	(36.623)	(275.447)	(181.068)		(150.282)		(9.220.222)
	Gasto por depreciación.			(3.119.809)	(82.772.519)	(3.835.645)	(7.371.988)	(4.765.931)	(457.377)	(773.439)	(261.345)	(103.358.053)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.				125.376.262							125.376.262
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	125.376.262	0	0	0	0	0	0	125.376.262
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.				15.849							15.849
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	17.133	402.328	66.231	2.407.870	2.032	114.208	15.212			2.957	3.027.971
	Otros incrementos (decrementos).	(97.418.682)	113.429	3.323.097	116.460.482	572.511	9.281.444	534.601		(27.777.491)	(5.087.858)	1.533
	Total cambios	(224.818)	(490.274)	782.508	161.051.502	(2.300.393)	4.010.437	(2.133.937)	(55.385)	(6.464.597)	(1.622.701)	152.552.342
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		138.267.001	116.913.453	81.814.594	2.190.603.303	4.494.891	102.464.894	17.089.626	4.595.637	30.165.199	8.266.671	2.694.675.269



Movimiento al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento año 2012		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012		132.539.623	104.426.799	72.546.667	1.985.325.618	10.463.564	79.557.818	19.860.648	4.384.782	29.887.387	10.539.820	2.449.532.726
Cambios	Adiciones.	92.770.616	3.276.594	1.005.965	18.950.975	1.215.455	3.636.134	3.700.997	823.873	18.518.432	27.433	143.926.474
	Desapropiaciones	(8.089)	(791.195)	(1.150.972)	(898.312)	(13.976)	(18.812)	(380.166)				(3.261.522)
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(113.714)	(498.185)								(611.899)
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.		(1.047.630)		(119.232.408)	(263.760)	(1.799.909)	(27.891)				(122.371.598)
	Retiros.				(7.837.128)	(6.207)	(240.885)	(44.418)		(248.222)	(647.093)	(9.023.953)
	Gasto por depreciación.			(2.602.285)	(74.190.761)	(5.045.758)	(8.540.173)	(4.589.688)	(557.633)	(1.054.542)	(26.910)	(96.607.750)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		10.953.344	9.362.705	144.421.156		19.302.027			11.741		184.050.973
	Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.			(47.272)								(47.272)
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto.			98.264								98.264
	Sub total reconocido en patrimonio neto		10.953.344	9.413.697	144.421.156	0	19.302.027	0	0	11.741	0	184.101.965
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.			512.807	1.601.553	(1.431.589)				35.577		718.348
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.	(130.746)			(1.647.530)							(1.778.276)
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				126.627							126.627
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(26.147)	(326.020)	(62.361)	(2.094.618)	(809)	(106.160)	9.527			(3.878)	(2.610.466)
Otros incrementos (decrementos).	(86.653.438)	512.742	778.007	88.059.771	446.775	6.664.417	694.554		(10.520.577)		(17.749)	
Total cambios	5.952.196	12.976.928	8.485.419	44.226.183	(3.668.280)	18.896.639	(637.085)	266.240	6.742.409	(650.448)	92.590.201	
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		138.491.819	117.403.727	81.032.086	2.029.551.801	6.795.284	98.454.457	19.223.563	4.651.022	36.629.796	9.889.372	2.542.122.927

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

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

17.5.- Activos sujetos a arrendamientos financieros.

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Terreno bajo arrendamientos financieros.	7.901.838	7.842.748
Edificio en arrendamiento financiero.	7.133.118	7.333.740
Planta y equipo bajo arrendamiento financiero.	12.423.373	12.063.483
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos financieros.		461.570
Vehículos de motor, bajo arrendamiento financiero.	4.407.430	3.831.657
Total	31.865.758	31.533.198

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	31-12-2013			31-12-2012		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	5.314.902	(583.082)	4.731.820	5.226.927	(989.935)	4.236.992
Posterior a un año pero menor de cinco años.	10.987.681	(2.349.863)	8.637.818	16.234.589	(4.554.408)	11.680.181
Más de cinco años.	3.743.072	(1.074.894)	2.668.178	4.748.138	(2.058.110)	2.690.028
Total	20.045.655	(4.007.839)	16.037.816	26.209.654	(7.602.453)	18.607.201

17.6.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

17.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico y del gas, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación



de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

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

El valor razonable para las instalaciones eléctricas y del gas, 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 el Grupo CGE.

Durante el ejercicio 2013 se revaluó el segmento gas y el subsegmento generación eléctrica del Grupo CGE, no existiendo indicios de variaciones relevantes para los subsegmentos transmisión y distribución eléctrica. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La 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 2013 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 125.376.262, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013 asciende al valor de M\$ 916.128.346.

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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Terrenos.	42.164.871	42.363.966
Edificios.	64.194.936	62.805.850
Planta y equipos.	1.448.414.985	1.377.573.167
Total	1.554.774.792	1.482.742.983



El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial	828.104.507	677.432.857
Ajustes de revaluación.	125.376.262	184.050.973
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(2.692.534)	(3.315.465)
Aumento (decremento) cambio en moneda extranjera	1.476.457	(1.228.716)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(36.136.346)	(28.835.142)
Movimiento del ejercicio	88.023.839	150.671.650
Total	916.128.346	828.104.507

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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Construcción en curso.	138.267.001	138.491.819
Planta y equipos.	1.553.298	1.924.785
Equipamiento de tecnologías de la información.	4.494.891	6.795.284
Instalaciones fijas y accesorios.	23.548.288	17.897.964
Vehículos de motor.	17.089.626	19.223.563
Otras propiedades, planta y equipos.	30.552.356	37.052.650
Repuestos	8.266.671	9.889.372
Total	223.772.131	231.275.437

17.8.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo CGE registró deterioro de Propiedades, planta y equipos por M\$ 9.220.222, (M\$ 9.023.953 al 31 de diciembre de 2012).

18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

18.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	3.335.328	7.465.529
Relativos a intangibles.	15.910.199	17.721.461
Relativos a acumulaciones (o devengos).	5.652.706	5.657.049
Relativos a provisiones.	16.036.895	12.096.097
Relativos a contratos de moneda extranjera.	219.314	206.251
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	3.675.054	3.644.160
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	2.801.922	3.221.827
Relativos a pérdidas fiscales.	36.262.217	43.270.558
Relativos a cuentas por cobrar.	16.854.460	14.951.522
Relativos a los inventarios.	742.759	1.459.658
Relativos a contratos de leasing.	35.560	431.730
Relativos a otros.	2.084.379	2.994.540
Total	103.610.793	113.120.382

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

18.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	148.240.559	145.934.305
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	183.225.669	165.620.901
Relativos a intangibles.	41.336.356	41.311.971
Relativos a acumulaciones (o devengos).	91.851	585.920
Relativos a provisiones.	888.483	770.838
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	105.532	154.558
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	1.973.702	753.910
Relativos a contratos de leasing.	1.842.986	2.328.643
Relativos a otros.	2.612.008	3.042.093
Relativos a propiedades de inversión.	852.474	797.255
Total	381.169.620	361.300.394

18.3.- 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 2013 y 2012:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial	113.120.382	111.521.020
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(8.741.941)	(8.071.050)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(767.648)	(506.741)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.		10.177.153
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(9.509.589)	1.599.362
Total	103.610.793	113.120.382

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial	361.300.394	295.207.660
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	19.634.914	22.029.138
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	234.312	(77.418)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.		44.141.014
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	19.869.226	66.092.734
Total	381.169.620	361.300.394

18.4.- 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	31-12-2013			31-12-2012		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	103.610.793	(76.158.257)	27.452.536	113.120.382	(77.202.193)	35.918.189
Pasivos por impuestos diferidos.	(381.169.620)	76.158.257	(305.011.363)	(361.300.394)	77.202.193	(284.098.201)
Total	(277.558.827)	0	(277.558.827)	(248.180.012)	0	(248.180.012)



19.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

19.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2013		31-12-2012	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	26.127.839	114.384.756	38.877.887	116.467.167
Préstamos bancarios.	US \$	4.191.918	11.414.681	40.049.512	4.363.674
Préstamos bancarios.	AR \$	8.794.707	1.545.914	5.553.509	662.846
Préstamos bancarios.	UF	48.324.860	261.079.996	38.892.937	362.545.292
Préstamos bancarios.	COP \$	6.102.740	26.304.735	23.866.195	6.955.285
Total préstamos bancarios		93.542.064	414.730.082	147.240.040	490.994.264
Obligaciones con el público (bonos)	UF	35.414.294	874.353.446	80.165.288	791.956.061
Obligaciones por arrendamiento financiero	UF	785.075	4.762.784	684.207	5.433.526
Obligaciones por arrendamiento financiero	COP \$	4.009.714	6.480.243	3.047.568	8.894.851
Obligaciones por arrendamiento financiero		4.794.789	11.243.027	3.731.775	14.328.377
Pasivos de cobertura	US \$	13.143		59.749	
Pasivos de cobertura		13.143	0	59.749	0
Garantías de cilindros	CL \$	9.691.852		9.235.208	
Garantías de cilindros	COP \$	11.765.956		8.826.327	
Otros	US\$	10.515.000			
Garantías de cilindros		31.972.808	0	18.061.535	0
Total		165.737.098	1.300.326.555	249.258.387	1.297.278.702

CL\$: Pesos chilenos.
 US\$: Dólares estadounidenses.
 AR\$: Pesos argentinos.
 UF : Unidad de fomento.
 Cop\$: Pesos colombianos



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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

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	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2013	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2013	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	6,00%	6,80%	Sin Garantía	189				189						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Chile	CL \$	Mensual	5,60%	6,00%	Sin Garantía	133				133						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Mensual	5,80%	5,97%	Sin Garantía	64				64						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	6,00%	6,20%	Sin Garantía	1				1						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	5,40%	6,42%	Sin Garantía	57				57						0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,25%	4,25%	Sin Garantía				81.683	81.683	10.644.699					10.644.699
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,14%	4,14%	Sin Garantía			411.507		411.507			36.728.985			36.728.985
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	UF	Al Vencimiento	4,29%	4,29%	Sin Garantía				98.083	98.083		12.650.912				12.650.912
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,34%	3,34%	Sin Garantía		323.457			323.457	1.059.583	2.119.165	6.357.494	11.655.406		21.191.648
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	5,35%	5,35%	Sin Garantía				75.792	75.792			14.996.325			14.996.325
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	UF	Anual	3,44%	3,44%	Sin Garantía				10.437.300	10.437.300						0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	6,43%	6,43%	Sin Garantía			346.506		346.506		19.994.329				19.994.329
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	3,51%	3,51%	Sin Garantía				40.999	40.999		1.023.310	3.683.915	5.525.872		10.233.097
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin Garantía			146.540		146.540	13.985.736					13.985.736
Chile	Emelectric S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,25%	4,25%	Sin Garantía				113.742	113.742		15.539.707				15.539.707
Chile	Emelectric S.A.	Banco Penta	CL\$	Al vencimiento	6,70%	6,36%	Sin Garantía			96.283		96.283			4.979.502			4.979.502
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,09%	6,09%	Sin Garantía				28.758	28.758		5.000.000				5.000.000
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Chile	UF	Anual	3,77%	3,77%	Sin Garantía			176.697		176.697	815.835	1.631.669	4.895.008	8.974.180		16.316.692
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Bice	UF	Al vencimiento	3,85%	3,85%	Sin Garantía			52.662	5.294.906	5.347.568						0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,54%	3,54%	Sin Garantía			69.191		69.191	5.963.045					5.963.045
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BCI	CL \$	Al vencimiento	3,28%	3,28%	Sin Garantía				3	3						0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,22%	4,22%	Sin Garantía			42.925		42.925		2.377.575				2.377.575
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin Garantía			234.193		234.193		6.013.867				6.013.867
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Penta	CL \$	Al vencimiento	5,57%	5,57%	Sin Garantía				17.020	17.020			2.200.000			2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin Garantía				10.387	10.387	1.141.702					1.141.702
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	4,05%	4,05%	Sin Garantía				19.300	19.300			1.864.766			1.864.766
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	3,19%	3,19%	Sin Garantía				187	187	2.114.177					2.114.177
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin Garantía				1.421	1.421	156.174					156.174
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	4,08%	4,08%	Sin Garantía			41.067		41.067			1.199.867			1.199.867
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	4,08%	4,08%	Sin Garantía			24.860		24.860			726.337			726.337
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía			29.440		29.440	1.538.431					1.538.431



Saldos al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

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		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2013	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2013		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Tv Red S.A.	Banco Chile	UF	Semestral	3,61%	3,61%	Sin Garantía					39.680	39.680						0
Chile	Tv Red S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	3,44%	3,44%	Sin Garantía					611.737	611.737						0
Chile	Tv Red S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	3,90%	3,90%	Sin Garantía					42.329	42.329						0
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Sin Garantía		193.117				193.117	6.458.190					6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,49%	6,49%	Sin Garantía			91.575			91.575	4.000.000					4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,12%	4,12%	Sin Garantía		152.681				152.681	8.391.442					8.391.442
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin Garantía		108.631				108.631	6.025.520					6.025.520
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Sin Garantía		162.335				162.335	5.428.805					5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Con Garantía		26.640				26.640	890.881					890.881
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin Garantía		44.125				44.125	2.447.504					2.447.504
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin Garantía		132.509				132.509	7.225.964					7.225.964
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin Garantía		325.874				325.874	8.368.132					8.368.132
Chile	Emel Norte S.A.	Banco Consorcio	UF	Al vencimiento	3,69%	3,42%	Sin Garantía					16.350.592	16.350.592						0
Chile	Transemel S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,13%	4,13%	Sin Garantía					6.380.688	6.380.688						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	23,56%	23,56%	Sin Garantía		44.951				44.951						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Sobregiro	27,00%	27,00%	Sin Garantía	39.273					39.273						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	26,56%	26,56%	Sin Garantía		9.617	111.076	333.229		453.922	185.127					185.127
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	28,57%	28,57%	Sin Garantía		220	35.091			35.311						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin Garantía		121	25.489	22.350		47.960						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin Garantía		76	16.098	14.116		30.290						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin Garantía		579		33.388		33.967						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin Garantía		1.544	26.830	60.662		89.036						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	24,70%	24,70%	Sin Garantía		248	6.708	19.503		26.459						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	24,70%	24,70%	Sin Garantía		1.242	33.538	97.519		132.299						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin Garantía		14.351				14.351						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	22,35%	22,35%	Sin Garantía		824	15.427	49.050		65.301	10.285					10.285
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	27,98%	27,98%	Sin Garantía		2.646	39.574	125.824		168.044	26.383					26.383
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	26,40%	26,40%	Sin Garantía		512	44.270	44.269		89.051						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	27,00%	27,00%	Sin Garantía		237.622				237.622						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	27,00%	27,00%	Sin Garantía	1.034.979					1.034.979						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	23,04%	23,04%	Sin Garantía	1.076.995					1.076.995						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	26,70%	26,70%	Sin Garantía		1.047	95.379			96.426						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	26,47%	26,47%	Con Garantía		181	6.407	12.813		19.401						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,01%	15,01%	Sin Garantía		61	23.203	53.516		76.780	72.581					72.581
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía		135	26.830	160.980		187.945	134.150					134.150
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía		1.110	10.061	20.123		31.294	211.286					211.286
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santa Cruz	AR \$	Mensual	24,75%	24,75%	Sin Garantía		2.362	56.343	102.022		160.727						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander (Madrid)	US \$	Al vencimiento	4,19%	4,19%	Sin Garantía		1.198		136.034		137.232						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR \$	Sobregiro	20,50%	20,50%	Sin Garantía	545.121					545.121						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Mensual	25,59%	25,59%	Sin Garantía		69	6.231			6.300						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Sobregiro	30,00%	30,00%	Sin Garantía	52.486					52.486						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	26,00%	26,00%	Sin Garantía	82.125					82.125						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Mensual	26,73%	26,73%	Sin Garantía		25.339	57.378	527.076		609.793	758.537					758.537
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	24,50%	24,50%	Sin Garantía	148.555					148.555						0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Comafi	AR \$	Mensual	29,49%	29,49%	Sin Garantía		6.804	164.348	24.759		195.911	147.565					147.565
Argentina	International Financial Investments S.A.	Banco Itaú	AR \$	Al vencimiento	25,00%	25,00%	Sin Garantía				2.962.032		2.962.032						0



Saldos al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

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			
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2013	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2013			
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	4,14%	4,14%	Sin Garantía				190.556	190.556						20.978.604		
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía			114.341	114.341	9.938.409			20.978.604			9.938.409		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	0,12%	0,12%	Sin Garantía				2.112	2.112						0		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco BBVA	UF \$	Al vencimiento	3,75%	3,75%	Sin Garantía			157.340	157.340	13.985.736						13.985.736		
Chile	Gasco GLP S.A.	BancoEstado	UF \$	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin Garantía			206.989	206.989		18.647.648					18.647.648		
Chile	Gasco GLP S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,42%	5,87%	Sin Garantía		1.662.393		4.527.238	6.189.631						0		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	UF \$	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía		21.613		9.378	30.991	21.708					21.708		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía				14.576	14.576	31.904		10.318			42.222		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	0,40%	0,40%	Sin Garantía				0	0		102.219				102.219		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	6,14%	6,14%	Sin Garantía				2.568.206	2.568.206						0		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	6,14%	6,14%	Sin Garantía		63.693		63.693	63.693	2.146.247					2.146.247		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía		12.360	3.256	15.616	15.616						0		
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CL \$	Al vencimiento	6,16%	6,16%	Sin Garantía				3.896.038	3.896.038						0		
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BCI	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía			1.179.723	1.179.723	1.179.723						0		
Chile	Gas Sur S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,97%	5,97%	Sin Garantía				64.662	64.662	5.000.000					5.000.000		
Chile	Gas Sur S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía			1.769.584	1.769.584	1.769.584						0		
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	6,58%	6,58%	Sin Garantía				48.314	48.314		8.526.801				8.526.801		
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	5,68%	5,68%	Sin Garantía				3.076	3.076		6.500.000				6.500.000		
Chile	Gasmar S.A	Banco de Chile	US\$	Cada 4 Años	3,90%	3,90%	Sin Garantía				24.670	24.670	1.272.221					1.272.221		
Chile	Gasmar S.A	BancoEstado	US\$	Cada 4 Años	3,80%	3,80%	Sin Garantía				68.850	68.850		1.748.700				1.748.700		
Chile	Gasmar S.A	BancoEstado	US\$	Cada 3 años	4,17%	4,17%	Sin Garantía				1.824.254	1.824.254						0		
Chile	Gasmar S.A	BancoEstado	US\$	Cada 1 año	2,40%	2,40%	Sin Garantía				2.136.911	2.136.911	2.098.440	2.098.440	4.196.880			8.393.760		
Chile	Gasmar S.A	Banco de Chile	CL\$	Mensual	4,92%	4,92%	Sin Garantía		6.766.216		6.766.216	6.766.216						0		
Chile	Gasmar S.A	Banco de Chile	CL\$	Mensual	4,92%	4,92%	Sin Garantía		5.213.102		5.213.102	5.213.102						0		
Chile	Gasmar S.A	Santander	CL\$	Mensual	5,76%	5,76%	Sin Garantía		16		16	16						0		
Chile	Autogasco S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	0,40%	0,40%	Sin Garantía			41.250	41.250	41.250						0		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Semestral	9,36%	9,36%	Sin Garantía		822.020		1.594.554	2.416.574						0		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Semestral	8,59%	8,59%	Sin Garantía				26.512	26.512	3.189.108	3.189.108	6.378.216	4.783.662		17.540.094		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	8,37%	8,37%	Sin Garantía			9.466	9.466	9.466		1.080.000	1.620.000			2.700.000		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	11,27%	11,27%	Sin Garantía		39.215		1.260.000	1.299.215		999.000				999.000		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	11,33%	11,33%	Sin Garantía			857	202.500	203.357	630.000					630.000		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	10,00%	10,00%	Sin Garantía				50.892	50.892	202.500					202.500		
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,84%	9,84%	Sin Garantía			119.995	356.159	476.154	1.350.000					1.350.000		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco Sudameris	Cop \$	Mensual	10,70%	10,70%	Sin Garantía		7.943	14.745	66.353	89.041						0		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	7,25%	7,25%	Sin Garantía		13.500	27.000	121.500	162.000	88.470	88.470	140.130			317.070		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	8,80%	8,80%	Sin Garantía		1.437		1.437	1.437	162.000	162.000	161.190			485.190		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco Sudameris	Cop \$	Trimestral	8,90%	8,90%	Sin Garantía		1.619		168.750	170.369		473.256				473.256		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco Corpbanca	Cop \$	Trimestral	8,76%	8,76%	Sin Garantía		136.381		347.625	484.006	337.500	168.750				506.250		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Occidente	Cop \$	Trimestral	7,80%	7,80%	Sin Garantía		604		290.250	290.854	463.500	347.625				811.125		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,35%	8,35%	Sin Garantía		43.407		43.407	43.407	290.250					290.250		
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco Corpbanca	Cop \$	Semestral	7,21%	7,21%	Sin Garantía				379.456	379.456						0		
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,11%	7,11%	Sin Garantía				2.885	2.885		3.000.000				3.000.000		
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,03%	7,03%	Sin Garantía				32.284	32.284		1.014.265				1.014.265		
Chile	Comercial y Logística General S.A.	Banco Penta	CL\$	Semestral	6,36%	6,36%	Sin Garantía				97.167	97.167		4.979.788				4.979.788		
Chile	Comercial y Logística General S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	5,78%	5,78%	Sin Garantía				807	807		4.996.260				4.996.260		
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	6,27%	6,27%	Sin Garantía				697	697		4.000.000				4.000.000		
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía		11.000	3.790	36.615	59.402	109.018	19.904				128.922		
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,85%	2,85%	Sin Garantía				60.369	60.369	4.661.912					4.661.912		
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin Garantía				1.735.864	1.735.864						0		
Chile	Inmobiliaria Coronel S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,44%	4,44%	Con Garantía				1.039.710	1.039.710						0		
Chile	Sociedad de Computación Binaria S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,11%	7,11%	Sin Garantía				9.617	9.617		10.000.000				10.000.000		
Totales											3.228.600	16.700.473	5.960.607	67.652.384	93.542.064	74.299.520	194.373.905	115.117.537	30.939.120	414.730.082



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	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		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\$	31-12-2012	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	6,80%	6,80%	Sin garantía	277				277							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Mensual	6,60%	6,48%	Sin garantía	5.826				5.826							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	6,40%	6,40%	Sin garantía	1				1							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	6,30%	6,30%	Sin garantía	338				338							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	6,86%	6,86%	Sin garantía			91.529		91.529	10.238.792						10.238.792
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,24%	4,24%	Sin garantía			410.689		410.689				36.142.122			36.142.122
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	US\$	Al vencimiento	2,18%	2,18%	Sin garantía		33.968.227			33.968.227							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	UF	Al Vencimiento	4,26%	4,26%	Sin garantía			95.438		95.438	12.386.250						12.386.250
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	7,36%	7,36%	Sin garantía			104.267		104.267			14.983.532				14.983.532
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,16%	7,16%	Sin garantía			374.549		374.549		19.987.320					19.987.320
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco BBVA	UF	Semestral	1,55%	1,55%	Sin garantía			311.228		311.228		24.346.310					24.346.310
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin garantía		458.347			458.347		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			179.807		179.807		1.134.742	5.673.707	15.886.380			22.694.829
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	UF	Anual	3,91%	3,91%	Sin garantía			154.359		154.359	20.308.819						20.308.819
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,36%	4,36%	Sin garantía			133.618		133.618	15.227.167						15.227.167
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin garantía			118.099		118.099			6.387.642	16.425.364			22.813.006
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,76%	3,76%	Sin garantía			130.253		130.253		13.704.450					13.704.450
Chile	Emelectric S.A.	Banco Scotiabank	UF	Al vencimiento	4,42%	3,99%	Sin garantía			158.481	15.507.808	15.666.289							0
Chile	Emelectric S.A.	Banco Penta	CL \$	Al vencimiento	7,52%	7,13%	Sin garantía			107.940		107.940			4.973.684				4.973.684
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,05%	7,05%	Sin garantía			33.292		33.292		5.000.000					5.000.000
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	3,28%	3,28%	Sin garantía			3		3							0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Corpbanca	UF	Anual	3,77%	3,77%	Sin garantía			194.225		194.225		799.426	3.997.131	11.191.968			15.988.525
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Bice	UF	Al vencimiento	4,07%	4,07%	Sin garantía			55.443		55.443	5.188.414						5.188.414
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin garantía			74.695		74.695		5.843.114					5.843.114
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin garantía		44.350			44.350	2.329.756						2.329.756
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,63%	5,63%	Sin garantía		143.767			143.767			5.892.914				5.892.914
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Penta	CL \$	Al vencimiento	7,30%	7,30%	Sin garantía			23.198		23.198			2.200.000				2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin garantía			10.289		10.289		1.118.740					1.118.740
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,33%	4,33%	Sin garantía			45.248		45.248	4.045.097						4.045.097
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,65%	4,65%	Sin garantía			98.473		98.473		2.071.656					2.071.656
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin garantía			1.407		1.407		153.033					153.033
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,05%	4,05%	Sin garantía			40.210		40.210			1.175.735				1.175.735
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	4,05%	4,05%	Sin garantía			24.341		24.341			711.729				711.729
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin garantía		1.848.371			1.848.371							0
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	UF	Semestral	3,61%	3,61%	Sin garantía			139.428		139.428	38.612						38.612
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin garantía			604		604	598.976						598.976
Chile	TV Red S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	3,90%	3,90%	Sin garantía			80.951		80.951	41.078						41.078



Saldos al 31 de diciembre de 2012. (Continuación)

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		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		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\$	31-12-2012	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin garantía		6.615.641				6.615.641							0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,90%	6,47%	Sin garantía				90.248					4.000.000				4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin garantía		130.740				130.740	8.222.670						8.222.670
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,55%	3,55%	Sin garantía		90.828				90.828			5.904.334				5.904.334
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,42%	5,42%	Sin garantía		129.957				129.957			5.428.805				5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,20%	5,42%	Con garantía		20.424				20.424			890.881				890.881
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,55%	3,55%	Sin garantía		36.894				36.894			2.398.279				2.398.279
Chile	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,56%	3,56%	Sin garantía		112.732				112.732			7.080.632				7.080.632
Chile	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,63%	5,63%	Sin garantía		200.048				200.048			8.199.829				8.199.829
Chile	Emel Norte S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	4,78%	4,49%	Sin garantía					363.643		15.712.686						15.712.686
Chile	Transmel S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin garantía					160.243		6.090.943						6.090.943
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco BBVA	AR \$	Mensual	17,00%	17,00%	Sin garantía		17.285	33.707		33.707								0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco COMAFI	AR \$	Sobregiro	22,75%	22,75%	Sin garantía	225.033					225.033							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	18,52%	18,52%	Sin garantía		56.068	108.556	488.500		653.224	54.278						54.278
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Sobregiro	18,75%	18,75%	Sin garantía	141.068					141.068							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	16,00%	16,00%	Sin garantía		6.245				6.245							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	20,84%	20,84%	Sin garantía		23.719	43.422	186.054		253.195							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	21,57%	21,57%	Sin garantía		58.735	108.556	465.560		632.851							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	19,77%	19,77%	Sin garantía		19.459	37.452	176.972		233.883	37.452						37.452
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin garantía		10.759	20.626	94.374		125.759	51.564						51.564
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	23,00%	23,00%	Sin garantía		6.795	13.027	59.605		79.427	32.567						32.567
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	19,00%	19,00%	Sin garantía		7.625	14.655	21.983		44.263							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	17,50%	17,50%	Sin garantía	210.468					210.468							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	18,00%	18,00%	Sin garantía	714.721					714.721							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	22,44%	22,44%	Sin garantía		37.742	71.982	95.470		205.194							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	22,44%	22,44%	Sin garantía		23.122	40.759	141.450		205.331	116.051						116.051
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	22,20%	22,20%	Sin garantía		2.776	4.862	12.654		20.292	23.722						23.722
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,01%	15,01%	Sin garantía				14.278		14.278	181.122						181.122
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santa Cruz	AR \$	Mensual	17,63%	17,63%	Sin garantía		27.399	45.593	247.321		320.313	159.577						159.577
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Rio	AR \$	Sobregiro	18,00%	18,00%	Sin garantía	620.316					620.316							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Mensual	23,03%	23,03%	Sin garantía		3.695	6.513	33.329		43.537	6.513						6.513
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Sobregiro	27,00%	27,00%	Sin garantía	18.607					18.607							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Mensual	24,37%	24,37%	Sin garantía		29.100	56.992	95.307		181.399							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	26,00%	26,00%	Sin garantía	436.698					436.698							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Mensual	23,03%	23,03%	Sin garantía		42.100	40.708			82.808							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander (Madrid)	US\$	Al vencimiento	3,80%	3,80%	Con garantía		35.424		4.420.495		4.455.919							0
Chile	Transnet S.A.	Banco Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	7,22%	7,22%	Sin garantía				2.202.435		2.202.435							0
Chile	Transnet S.A.	Banco Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	7,21%	7,21%	Sin garantía				5.502.539		5.502.539							0
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	4,14%	4,14%	Sin garantía						179.065		20.556.675					20.556.675
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin garantía				123.533		123.533	9.738.524						9.738.524
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Security	CL \$	Al vencimiento	7,08%	7,08%	Sin garantía		1.073.544				1.073.544							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Itau	CL \$	Al vencimiento	6,72%	6,72%	Sin garantía		969.329				969.329							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	7,80%	7,80%	Sin garantía		1.023.617				1.023.617							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	8,40%	8,40%	Sin garantía			1.255.542			1.255.542							0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	7,18%	7,18%	Sin garantía		241.128				241.128			6.500.000				6.500.000
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	6,58%	6,58%	Sin garantía				48.314		48.314			8.526.801				8.526.801
Chile	Gas Sur S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,11%	7,11%	Sin garantía				77.021		77.021			5.000.000				5.000.000



Saldos al 31 de diciembre de 2012. (Continuación)

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		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		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\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Gas Sur S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin garantía			1.776.496	1.713.056	3.489.552	1.713.056							1.713.056
Chile	Gas Sur S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin garantía			1.183.486	1.142.038	2.325.524	1.142.038							1.142.038
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco de Chile	CL \$	al vencimiento	6,77%	6,77%	Sin garantía	73.557				73.557		2.146.247						2.146.247
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco de Chile	CL \$	al vencimiento	7,03%	7,03%	Sin garantía					0	2.423.031							2.423.031
Chile	Gasco GLP S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,42%	6,16%	Sin garantía	1.712.571			1.547.201	3.259.772	6.038.980							6.038.980
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco de Chile	CL \$	al vencimiento	0,43%	0,43%	Sin garantía	13.961				13.961	14.502	10.033	109.089					133.624
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco de Chile	UF	al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin garantía	17.450				17.450								0
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Santander	CL \$	al vencimiento	0,12%	0,12%	Sin garantía			28.689	50.154	78.843	2.109							2.109
Chile	Gasco GLP S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	3,60%	3,60%	Sin garantía			195.063		195.063		18.270.605						18.270.605
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco BBVA	UF	Semestral	3,75%	3,75%	Sin garantía				154.175	154.175		13.704.450						13.704.450
Chile	Gasco S.A.	Banco Corpbanca	CL \$	Semestral	6,80%	3,88%	Sin garantía				3.949.936	3.949.936	3.834.829							3.834.829
Chile	Gasmar S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	7,34%	7,34%	Sin garantía					9.586								0
Chile	Gasmar S.A.	BancoEstado	US\$	Cada 3 años	4,17%	4,17%	Sin garantía	9.586			1.483	1.483	1.599.867							1.599.867
Chile	Gasmar S.A.	BancoEstado	US\$	Cada 3 años	3,40%	3,40%	Sin garantía				1.601.075	1.601.075								0
Chile	Gasmar S.A.	BancoEstado	US\$	Cada 4 Años	3,80%	3,80%	Sin garantía				1.351	1.351			1.599.866					1.599.866
Chile	Gasmar S.A.	Banco de Chile	US\$	Cada 4 Años	3,90%	3,90%	Sin garantía				21.457	21.457		1.163.941						1.163.941
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Al vencimiento	8,17%	8,17%	Sin garantía	4.187.748				4.187.748								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Al vencimiento	8,17%	8,17%	Sin garantía	26.711				26.711								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Al vencimiento	8,40%	8,40%	Sin garantía	2.414.356				2.414.356								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Al vencimiento	8,88%	8,88%	Sin garantía	1.557.460				1.557.460								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	10,06%	10,06%	Sin garantía	257.383				257.383								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Al vencimiento	9,87%	9,87%	Sin garantía	828.693				828.693								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	12,62%	12,62%	Sin garantía	1.018			202.500	203.518	405.000							405.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Al vencimiento	11,33%	11,33%	Sin garantía	5.069		405.000		410.069								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	12,63%	12,63%	Sin garantía	42.952			630.000	672.952	1.260.000							1.260.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Semestral	11,87%	11,87%	Sin garantía	108.462			216.000	324.462								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Al vencimiento	9,78%	9,78%	Sin garantía	7.090		202.500		209.590								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	11,48%	11,48%	Sin garantía	58.547				58.547	1.350.000							1.350.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Al vencimiento	9,22%	9,22%	Sin garantía	4.980.926				4.980.926								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Semestral	12,13%	12,13%	Sin garantía	270.552			270.000	540.552								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	10,87%	10,87%	Sin garantía	7.948				7.948	810.000							810.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	10,31%	10,31%	Sin garantía	238.464		119.232	536.679	894.375	536.625							536.625
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	10,31%	10,31%	Sin garantía	343.089		228.260	1.027.179	1.598.528	1.027.174							1.027.174
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	9,61%	9,61%	Sin garantía	28.530			2.700.000	2.728.530								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Semestral	13,02%	13,02%	Sin garantía	4.390			135.000	139.390							0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,27%	9,27%	Sin garantía	169.662				169.662								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	10,77%	10,77%	Con garantía	13.738		27.000	121.500	162.238	162.000	162.000	324.000					648.000



Saldos al 31 de diciembre de 2012. (Continuación)

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
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		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\$	31-12-2012	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco GNB Sudameris	Cop \$	Mensual	11,37%	11,37%	Con garantía		8.001	14.745	66.354	89.100	88.470	88.470	176.940	51.606		405.486
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco Popular	Cop \$	Al vencimto	8,27%	8,27%	Sin garantía		3.058		810.000	813.058						0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco BBVA	Cop \$	Mensual	10,27%	10,27%	Sin garantía		7.003	13.590	47.225	67.818						0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	12,62%	12,62%	Con garantía		15.374	27.000	121.500	163.874	162.000	162.000	189.000			513.000
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Occidente	Cop \$	Trimestral	10,27%	10,27%	Con garantía			33.750		33.750						0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Helm Bank	Cop \$	Semestral	9,47%	9,47%	Sin garantía		201	241.646		241.847						0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Helm Bank	Cop \$	Semestral	9,67%	9,67%	Sin garantía				83.110	83.110						0
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,11%	7,11%	Sin garantía				5.716	5.716			3.000.000			3.000.000
Chile	Tecnet S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,64%	5,64%	Sin garantía		1.039.689			1.039.689						0
Chile	Comercial y Logística S.A.	Banco Bice	CL \$	Semestral	7,72%	7,72%	Sin garantía				2.696.717	2.696.717	2.500.000					2.500.000
Chile	Comercial y Logística S.A.	Banco de Penta	CL \$	Semestral	7,21%	7,21%	Sin garantía				117.693	117.693			4.970.000			4.970.000
Chile	Comercial y Logística S.A.	Banco de Chile	UF	Semestral	3,83%	2,62%	Sin garantía				2.581.178	2.581.178						0
Chile	Transformadores Tusan S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	6,47%	6,47%	Sin garantía	21				21						0
Chile	Transformadores Tusan S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	7,66%	7,66%	Sin garantía				2.154.051	2.154.051	2.000.000					2.000.000
Chile	Transformadores Tusan S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	7,04%	7,04%	Sin garantía				1.027	1.027	1.750.000					1.750.000
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A. Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin garantía		3.567	10.985	30.183	44.735	100.772	56.648	19.904			177.324
Chile	Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	19,20%	19,20%	Sin garantía	14.946				14.946						0
Chile	Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	19,44%	19,44%	Sin garantía	293				293						0
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco de Crédito e Inversiones	UF	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin garantía			12.434	1.691.816	1.704.250						0
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin garantía			98.266	4.568.150	4.666.416						0
Chile	Inmobiliaria Coronel S.A.	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,44%	4,44%	Con garantía				1.810.145	1.810.145						0
Chile	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Banco BICE	CL \$	Anual	7,23%	7,23%	Sin garantía				5.517.914	5.517.914						0
Chile	Sociedad de Computación Binaria S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	7,11%	7,11%	Sin garantía					0		10.000.000				10.000.000
Totales								2.388.613	65.972.798	8.186.977	70.691.652	147.240.040	130.012.559	112.428.676	154.329.576	94.223.453	0	490.994.264



19.3.- Obligaciones con el público. (bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

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 31-12-2013 M\$	No Corrientes					Total no corrientes 31-12-2013 M\$
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos					
											1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$	
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Chile	Semestral	Semestral	1.115.966		5.827.376	11.654.752	29.136.880	31.139.786	77.758.794
469	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Chile	Semestral	Semestral	166.439		2.913.690	5.827.380	14.568.452	11.128.014	34.437.536
470	G	966.665	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Chile	Semestral	Semestral	11.423.093	11.262.576					11.262.576
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,84%	08-11-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.290.226				126.361.296		126.361.296
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	255.742				11.308.298		11.308.298
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,09%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	147.110				46.145.642		46.145.642
389	BCGED-B	2.571.429	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Chile	Semestral	Semestral	5.667.259	4.904.237	4.904.237	9.808.473	24.521.184	9.808.472	53.946.603
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	911.984					92.324.182	92.324.182
377	D	2.029.412	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	4.288.321	4.049.300	4.049.300	8.098.601	20.246.502	6.073.952	42.517.655
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Chile	Semestral	A partir del 12-2021	165.295				19.424.633	27.194.487	46.619.120
610	D	3.500.000	UF	4,21%	4,30%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.083.556				29.666.571	51.401.954	81.068.525
344	BMGAS-F	1.833.332	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.166.979	3.884.934	3.884.934	7.769.869	19.424.672	2.111.319	37.075.728
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	357.269					73.146.757	73.146.757
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	89.318					18.286.689	18.286.689
217	BMGAS-B-2	712.317	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	993.685	1.100.096	1.202.430	2.711.863	8.570.512	1.510.526	15.095.427
217	BMGAS-B-1	79.147	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	125.592	122.232	133.602	301.316	952.271	167.854	1.677.275
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Chile	Semestral	Semestral	259.618					32.523.801	32.523.801
238	BGASC-F2	1.891.608	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	2.791.089	2.530.081	2.530.002	5.059.733	22.180.254	9.292.557	41.592.627
238	BGASC-F1	378.322	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	558.138	505.947	505.933	1.011.816	4.435.819	1.858.486	8.318.001
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Chile	Semestral	Final	557.615					22.886.914	22.886.914
Totales										35.414.294	28.359.403	25.951.504	52.243.803	376.942.986	390.855.750	874.353.446



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 31-12-2012 M\$	No Corrientes					Total no corrientes 31-12-2012 M\$
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos					
											1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$	
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Chile	Semestral	Semestral	1.093.523			11.420.348	28.550.869	35.713.659	75.684.876
469	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Chile	Semestral	Semestral	163.091			5.710.178	14.275.446	13.684.177	33.669.801
470	G	1.449.999	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Chile	Semestral	Semestral	11.262.253	11.039.704	11.039.652				22.079.356
541	H	2.000.000	UF	3,75%	4,14%	08-11-2013	Chile	Semestral	Al Vencimiento	46.246.191						0
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,84%	08-11-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.244.164					123.639.737	123.639.737
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	250.598					11.050.846	11.050.846
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,09%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	149.122					45.181.598	45.181.598
389	BCGED-B	2.785.714	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
377	D	2.205.882	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	4.224.084	3.950.760	3.950.760	7.901.519	19.753.798	9.876.910	45.433.747
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Chile	Semestral	A partir del 12-2021	173.141				3.806.799	41.874.701	45.681.500
610	D	3.500.000	UF	4,21%	4,30%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.061.763				18.168.689	61.237.280	79.405.969
344	BMGAS-F	1.999.999	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.156.618	3.806.799	3.806.799	7.613.599	19.033.996	5.810.311	40.071.504
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	348.654					71.369.428	71.369.428
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	87.164					17.842.357	17.842.357
217	BMGAS-B-2	750.732	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	879.398	977.695	1.077.971	2.456.769	7.896.757	3.321.521	15.730.713
217	BMGAS-B-1	83.415	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	112.895	108.632	119.773	272.972	877.410	369.074	1.747.861
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Chile	Semestral	Semestral	257.595					31.674.675	31.674.675
238	BGASC-F2	2.000.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	2.749.748	2.479.342	2.479.268	4.958.286	19.659.755	13.659.308	43.235.959
238	BGASC-F1	400.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	549.869	495.797	495.782	991.525	3.931.682	2.731.816	8.646.602
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Chile	Semestral	Final	547.237					22.401.956	22.401.956
Totales										80.165.288	27.642.694	27.753.970	50.893.125	159.875.024	525.791.248	791.956.061



19.4.- Obligaciones por arrendamiento financiero.

Las obligaciones por arrendamientos financieros se encuentran garantizadas, debido a que los derechos de propiedad sobre el activo, revierten al arrendador en caso de incumplimiento.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

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	31-12-2013	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	31-12-2013	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	Metrogas S.A.	Chilena Consolidada	UF	Mensual	3,76%	3,76%	Sin Garantía	46.039	92.504	423.386	561.929	3.490.284						3.490.284
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Mensual	8,27%	8,27%	Sin Garantía	8.428	16.856	75.154	100.438							0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	7,83%	7,83%	Sin Garantía	20.015	40.030	180.136	240.181	240.181	158.665					398.846
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	8,72%	8,72%	Sin Garantía	37.742	75.485	339.681	452.908	329.248	262.530					591.778
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	9,13%	9,13%	Sin Garantía	1.562	3.125	14.061	18.748	18.748	18.748	10.191				47.687
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	9,35%	9,35%	Sin Garantía			2.630	2.630	25.072	25.072	56.937				107.081
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	9,38%	9,38%	Sin Garantía	18.197	37.734	242.846	298.777	365.407	365.407	591.154				1.321.968
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	10,57%	10,57%	Sin Garantía		16.935	152.420	169.355	203.227	203.227	406.454	1.275.813			2.088.721
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,20%	11,20%	Sin Garantía	9.377	5.385	24.234	38.996	32.312	32.312	64.624	190.894			320.142
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,38%	11,38%	Sin Garantía			12.890	12.890	51.559	51.559	103.117	353.749			559.984
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,39%	11,39%	Sin Garantía			4.510	4.510	18.040	18.040	36.081	123.777			195.938
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,67%	11,67%	Sin Garantía		1.466	13.192	14.658	17.589	17.589	35.179	110.422			180.779
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,77%	11,77%	Sin Garantía	315	630	779	1.724						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	7,83%	7,83%	Sin Garantía	41.255	82.510	107.038	230.803						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	7,94%	7,94%	Sin Garantía	10.556	23.800		34.356						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,11%	8,11%	Sin Garantía	3.407	6.815	31.807	42.029						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,38%	8,38%	Sin Garantía	459	917	2.904	4.280						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,66%	8,66%	Sin Garantía	149.453	298.907	1.337.514	1.785.874	66.166	17.051				83.217	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,03%	9,03%	Sin Garantía	3.780	7.559	34.018	45.357	19.028	1.460				20.488	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	11,19%	11,19%	Sin Garantía	3.997	7.993	13.906	25.896						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	11,77%	11,77%	Sin Garantía	1.544	3.089	6.914	11.547						0	
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,27%	8,27%	Sin Garantía	7.696	15.392	69.264	92.352	92.352	92.352	189.367			374.071	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A	Cop \$	Mensual	11,16%	11,16%	Sin Garantía	15.345	893	2.296	18.534						0	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A	Cop \$	Mensual	12,45%	12,45%	Sin Garantía	117	238	1.124	1.479						0	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A	Cop \$	Mensual	10,87%	10,87%	Sin Garantía	125	779		904						0	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,90%	8,90%	Sin Garantía	474	959	4.517	5.950	7.844					7.844	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,46%	9,46%	Sin Garantía	6.136	12.433	58.708	77.277	85.787	95.912				181.699	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	11,73%	11,73%	Sin Garantía	4.877	9.884	27.927	42.688						0	
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,63%	8,63%	Sin Garantía	27.885	56.403	144.662	228.950						0	
Colombia	Ultragás S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,90%	8,90%	Sin Garantía	5.623			5.623						0	
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	Sin garantía	21.170	36.723	165.253	223.146	106.935	174.315	371.546	619.704			1.272.500
Totales								445.574	855.444	3.493.771	4.794.789	5.169.779	1.534.239	1.864.650	2.674.359	0		11.243.027



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	10 o más años	31-12-2012		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Metrogas S.A.	Chilena Consolidada S.A.	UF	Mensual	3,76%	3,76%	Sin garantía	43.478	87.357	399.829	530.664	550.627	3.420.086						3.970.713
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	12,49%	12,49%	Sin Garantía	6.608	11.846	35.975	54.429	24.652							24.652
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	13,07%	13,07%	Sin Garantía	1.461	2.921	13.146	17.528	10.961							10.961
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,19%	9,19%	Sin Garantía	8.577	17.154	77.192	102.923	28.418							28.418
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,08%	9,08%	Sin Garantía	37.042	74.084	333.759	444.885	264.054							264.054
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,64%	9,64%	Sin Garantía	440	880	3.963	5.283	4.115							4.115
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,92%	9,92%	Sin Garantía	42.904	85.809	771.874	900.587	1.495.056							1.495.056
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,36%	9,36%	Sin Garantía	3.276	6.552	29.482	39.310	40.451							40.451
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	15,44%	15,44%	Sin Garantía	258	516	1.392	2.166								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	12,49%	12,49%	Sin Garantía	3.697	11.073	22.933	37.703	5.615							5.615
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,34%	11,34%	Sin Garantía	1.127	2.785		3.912								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	13,07%	13,07%	Sin Garantía	747	1.494	6.940	9.181	1.638							1.638
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	9,08%	9,08%	Sin Garantía	19.088	38.176	171.792	229.056	458.113	152.043						610.156
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	9,98%	9,98%	Sin Garantía	31.089	62.178	279.801	373.068	729.937	265.575						995.512
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	12,50%	12,50%	Sin Garantía	2.580	5.159	23.215	30.954	61.909	30.954	92.864	153.492				339.219
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	11,86%	11,86%	Sin Garantía				0	386.299	201.547	604.642	806.189	259.399			2.258.076
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	12,98%	12,98%	Sin Garantía				0	32.247	17.589	52.768	70.357	22.475			195.436
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	10,40%	10,40%	Sin Garantía		3.054	13.744	16.798	36.650	18.325	9.980					64.955
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	12,68%	12,68%	Sin Garantía				0	86.280	69.024	207.071	276.095	134.852			773.322
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Mensual	10,82%	10,82%	Sin Garantía			14.045	14.045	337.107	168.555	226.861					732.523
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Mensual	9,34%	9,34%	Sin Garantía	8.211	16.422	73.898	98.531	98.701							98.701
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	10,27%	10,27%	Sin Garantía	1.096	2.220	6.985	10.301								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	10,52%	10,52%	Sin Garantía	5.139	10.413	49.170	64.722	71.856	79.775	227.410					379.041
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	11,77%	11,77%	Sin Garantía	8.059	16.356	95.907	120.322	18.550							18.550
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	11,40%	11,40%	Sin Garantía	559	1.135	4.729	6.423								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	11,52%	11,52%	Sin Garantía	112	228	1.080	1.420	905							905
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank S.A.	Cop \$	Mensual	12,89%	12,89%	Sin Garantía	104	212	1.006	1.322	1.482							1.482
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	12,27%	12,27%	Sin Garantía	4.374	8.868	42.112	55.354	42.762							42.762
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,52%	9,52%	Sin Garantía	25.366	51.342	241.419	318.127	229.988							229.988
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	10,27%	10,27%	Sin Garantía	5.527	11.200	52.885	69.612	77.278	85.787	96.780					259.845
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,77%	9,77%	Sin Garantía	429	868	4.090	5.387	5.950	7.844						13.794
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,77%	9,77%	Sin garantía	1.132	2.292	10.795	14.219	5.624							5.624
Chile	Ultragas S.A. E.S.P.	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	Sin Garantía			153.543	153.543	360.913	170.809	931.091					1.462.813
Totales								262.480	532.594	2.936.701	3.731.775	5.468.138	4.687.913	2.449.467	1.306.133	416.726	14.328.377		



19.5.- Garantías de cilindros.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el saldo está compuesto por garantías de envases a la vista recibidas por las sociedades del Grupo que distribuyen gas licuado en su formato de envasado, tanto en el mercado de GLP de Chile y Colombia.

Como parte del esquema de distribución y venta de gas licuado, el Grupo CGE a cambio de la entrega de cilindros de gas licuado a sus distribuidores y clientes, podría requerir depósitos en efectivo en garantía de esos envases, correspondientes a una fracción del valor del cilindro, u otros activos, los que son documentados al inicio mediante un instrumento que obliga a dichas sociedades a responder por su valor, en la medida que el distribuidor/cliente/interesado devuelva el envase en buen estado de conservación, además del comprobante original de entrega de la garantía.

En Chile las garantías de envases son recibidas principalmente de distribuidores, canal de mayor importancia en la comercialización de GLP del Grupo CGE. En su mayoría, se trata de distribuidores exclusivos en la comercialización de la marca, manteniendo una relación comercial de largo plazo, lo cual se ve incentivado por una serie de contratos de distribución, premios de cumplimiento de metas, apoyo de imagen, contrato de leasing en la entrega de camiones de reparto de GLP y otros.

Respecto de los depósitos en garantía recibidos de clientes finales, por el tipo de uso de los cilindros de gas y los altos costos de transacción para hacer efectivo su reintegro, en la práctica la tasa de devolución es mínima.

Por lo anterior, las devoluciones de cilindros y reintegro de las garantías recibidas de distribuidores y clientes, son en la práctica marginales, existiendo una baja exigibilidad económica en el corto y mediano plazo.

19.6.- Otros.

Corresponde a Opciones de Venta sobre participaciones de acciones, que mantienen accionistas minoritarios con Gasco y subsidiarias.

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	191.810.837	166.319.980		
Retenciones.	22.954.600	24.759.154		
Pasivos de arrendamientos.		547.049		
Dividendos por pagar.	2.949.575	20.312.915		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	19.272.735	21.011.662		
Proveedores no energéticos.	93.334.134	79.390.779		
Proveedores de importación.	525.959	331.965		
Acreedores varios.	15.395.803	19.054.244	4.704.350	4.824.930
Otros.	2.415.084	2.184.976	535.462	521.989
Total	348.658.727	333.912.724	5.239.812	5.346.919

- (*) El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto Núm. 14 de fecha 14 de febrero de 2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes la reliquidación de dicho decreto y la publicación de los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

20.1.- Pasivos acumulados (o devengados). (**)

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Vacaciones del personal.	8.687.600	8.930.319		
Bonificaciones de feriados	1.001.752	1.105.221		
Participación sobre resultados.	6.908.167	8.365.066		
Participación del directorio.	2.659.811	2.512.159		
Aguinaldos.	15.405	98.897		
Total	19.272.735	21.011.662	0	0

21.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

21.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	5.912.897	4.792.910	401.301	885.457
Provisión de contratos onerosos.		742.297		
Participación en utilidades y bonos.	4.181.707	3.236.071		
Responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas.			882.326	5.121.419
Otras provisiones.	187.591	206.089	332.702	134.989
Total	10.282.195	8.977.367	1.616.329	6.141.865

21.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE 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 y del gas, 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 32).

21.1.2.- 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.



21.1.3.- 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.

21.1.4.- Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.

El Grupo CGE, a través de su subsidiaria Gasco S.A. mantiene al 31 de diciembre de 2013 una provisión por patrimonio negativo, correspondiente a su participación accionaria en las sociedades de control conjunto Innergy Transportes S.A., Innergy Soluciones Energéticas S.A., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd, GNL Quintero S.A. y Gasoducto del Pacífico S.A.

21.1.5.- Otras provisiones.

A esta fecha, y en relación con la República Argentina, habiéndose resuelto por incumplimientos los contratos de suministro de gas natural suscrito con el Consorcio Aguada Pichana y de transporte en firme suscrito con Transportadora de Gas del Norte (TGN), la subsidiaria Metrogas S.A., en relación con el suministro de gas natural desde la República Argentina, y habiendo concluido la vigencia al 31 de diciembre de 2013 del contrato de suministro de gas natural en firme con el Consorcio Sierra Chata por un volumen máximo de 760 Mm³/día entre Tratayén y La Mora, sólo mantiene un contrato de transporte en firme con el fideicomiso administrado por el Banco HSBC por un volumen de transporte de 303 Mm³/día y un contrato de transporte en firme con Gasoducto Gasandes Argentina S.A. entre La Mora y la frontera entre Argentina y Chile por 1.695 Mm³/día y con Gasoducto Gasandes S.A. entre la frontera y Santiago por un volumen de 1.695 Mm³/día.

Con fecha 13 de mayo de 2013 se presentó la demanda arbitral ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (la "Corte") con sede en París, Francia, contra los Productores del Consorcio Aguada Pichana (Total, Wintershall y Pae). El objeto de la demanda es reclamar los daños y perjuicios derivados de los incumplimientos contractuales incurridos por los productores del Consorcio durante la ejecución del mismo. El monto de la demanda asciende a la suma de MUS\$ 241.476. Cabe señalar que en dicha presentación la subsidiaria Metrogas S.A. hizo expresa reserva de reclamar adicionalmente a los demandados la suma de MUS\$ 220.178. Para poder hacer efectivo el reclamo de este monto deberá determinarse, previamente, si hubo incumplimientos de los productores de gas o si, por el contrario, hubo incumplimientos imputables a Transportadora de Gas del Norte S.A. Las empresas demandadas presentaron sus contestaciones a la demanda arbitral y la Secretaría de la Corte procedió a designar un tribunal arbitral integrado por tres árbitros de acuerdo con lo previsto en el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.

Como consecuencia de la demanda presentada por la subsidiaria Metrogas S.A., PAE procedió a su turno con fecha 21 de junio de 2013 a deducir ante la misma ICC de París una demanda arbitral de cuantía indeterminada en contra de la subsidiaria Metrogas S.A. por un supuesto incumplimiento de la obligación de confidencialidad convenida en Acuerdo de Reasignación Transitoria de Volúmenes de Gas de Exportación suscrito con fecha 4 de junio de 2007, al haberse referido la subsidiaria Metrogas S.A. a dicho documento en su demanda arbitral en contra de los productores de gas natural integrantes del Consorcio Aguada Pichana por parte de la subsidiaria Metrogas S.A. Con fecha 1 de octubre de 2013, la subsidiaria Metrogas S.A. contestó la demanda arbitral de PAE, oponiendo una excepción de Litis Pendencia y en subsidio solicitando el completo y



total rechazo de la misma, con costas. La Secretaría de la Corte procedió a designar como árbitro único al abogado español Oscar Arias, cuyo nombramiento fue recusado por la demandante, materia aún no resuelta por la Corte.

Con fecha 13 de septiembre de 2012, la subsidiaria Metrogas S.A. fue finalmente notificada por vía de un exhorto internacional de la existencia de una demanda ordinaria de incumplimiento de contrato de transporte en firme de gas natural y cobro de facturas por una suma de US\$ 37 millones, la cual fue debidamente contestada dentro de plazo legal, oponiéndose excepciones de incompetencia, citándose al juicio a los productores de gas del Consorcio Aguada Pichana, solicitándose la acumulación de la causa a aquella relativa a la acción meramente declarativa deducida en su oportunidad por la subsidiaria Metrogas S.A. en la República Argentina y finalmente contestando en fondo de la referida demanda.

Cabe recordar que en el mes de Septiembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de Servicio de Transporte de Gas Natural vigente en la República Argentina, y en razón de los incumplimientos contractuales incurridos por TGN en relación con su deber contractual de custodia del gas natural inyectado en Tratayén, Neuquén, por los productores de gas natural, la subsidiaria Metrogas S.A. resolvió administrativamente los contratos de transporte y requirió a TGN el pago de una suma del orden de los US\$ 202 millones como indemnización de los perjuicios económicos derivados de tales incumplimientos. En la tramitación del juicio ordinario el tribunal acogió el requerimiento de la subsidiaria Metrogas S.A. con el objeto de que esta causa se acumulara con la causa relativa a la Acción Meramente Declarativa iniciada en el tribunal contencioso administrativo federal en el año 2009 con el objeto de que se pesificaran las tarifas del transporte de gas natural que no han sido utilizadas en la exportación efectiva de gas natural. TGN dedujo recursos de apelación contra dicha resolución, el cual está pendiente de ser resuelto por la Cámara Federal. En los próximos meses el Tribunal deberá resolver la petición de la subsidiaria Metrogas S.A. de proceder a citar como terceros en la causa iniciada por TGN a los productores de gas natural integrantes del Consorcio Aguada Pichana

Actualmente, la subsidiaria Metrogas S.A. cuenta con un abastecimiento continuo a través del Terminal de Regasificación de Quintero de propiedad de GNL Quintero S.A. Aunque ya estaba en operación desde 2009, desde el 1° de Enero de 2011, fecha en que se declara el COD (Commercial Operation Day), GNL Quintero S.A. comenzó a operar a su plena capacidad de diseño, aprox. 10 millones de m³/día de regasificación.

La subsidiaria Metrogas S.A. tiene una participación del 20% de la propiedad de GNL Quintero S.A. y además tiene una capacidad contratada de un tercio del terminal de regasificación. La operación de este terminal ha permitido abastecer en un 100% las necesidades de sus clientes residenciales, comerciales e industriales.

Los nuevos contratos de suministro de gas natural suscritos por la subsidiaria Metrogas con sus clientes industriales, excluyen la responsabilidad de la subsidiaria Metrogas por interrupciones parciales o totales de suministro y consideran la opción de suspender el suministro de gas natural sin derecho a indemnización alguna para el cliente, en caso de la existencia de una situación de fuerza mayor que afecte directamente a la subsidiaria Metrogas. Así como también, en relación con fallas en el suministro de gas natural que tengan su origen en el atraso en el arribo de los barcos metaneros, problemas relacionados con la operación del muelle, fallas operacionales que puedan afectar el Terminal de Regasificación de Quintero y finalmente que afecten la operación del gasoducto de Electrogas, situaciones todas fuera del control de la subsidiaria Metrogas. En el evento que la suspensión de suministro no sea consecuencia de una situación de

fuerza mayor o ésta tenga su origen en una causa en la cual no está excluida la responsabilidad de la subsidiaria Metrogas, la opción de suspender el suministro también está prevista a favor de ésta, pero en este caso, se debe indemnizar a los clientes sólo los costos incrementales netos derivados de la utilización de un combustible alternativo.

Finalmente, cabe tener presente, que por Resolución Exenta N° 2607 de fecha 31 de Diciembre de 2009 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en razón de haber superado parcialmente la crisis de suministro de gas natural con la entrada en operación del suministro de gas natural proveniente de la regasificación de GNL, se dejó sin efecto para la zona centro de Chile la Resolución Exenta N°754/2004 de la SEC, y sus posteriores modificaciones, la cual instruye la adopción de medidas ante una contingencia en el suministro de gas natural. Las distribuidoras de gas que operan en la zona central de Chile, por intermedio de la Asociación de Distribuidoras de Gas Natural (AGN), han solicitado en forma reiterada a la SEC la derogación de la Resolución Exenta N° 2607 ya referida, restituyendo la vigencia de las disposiciones de la Resolución Exenta N° 754 en la zona centro.

En todo caso, la subsidiaria Metrogas dispone de i) un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en reemplazo del gas natural, y que estuvo en operación hasta agosto de 2009 y además cuenta con ii) almacenamiento de gas natural en los gasoductos de Electrogas y Gasandes, ambos con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales.

21.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones					Total al 31-12-2013 M\$
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2013	5.678.367	742.297	3.236.071	5.121.419	341.078	15.119.232
Provisiones adicionales.	6.058.622		1.196.322		201.386	7.456.330
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.844.824)		2.919.511	(4.910.210)	24.218	(3.811.305)
Provisión utilizada.	(2.246.342)	(742.297)	(3.038.053)		(3.673)	(6.030.365)
Reversión de provisión no utilizada.	(814.211)		(132.144)		(42.251)	(988.606)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(507.264)				(465)	(507.729)
Otro incremento (decremento).	(10.150)			671.117		660.967
Total cambio en provisiones	635.831	(742.297)	945.636	(4.239.093)	179.215	(3.220.708)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.314.198	0	4.181.707	882.326	520.293	11.898.524

Saldos al 31 diciembre de 2012.

Conceptos	Movimiento de provisiones					
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2012 M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	3.683.021	241.088	2.863.974	8.877.551	32.322.785	47.988.419
Provisiones adicionales.	2.014.188	553.461	1.144.416		38.554	3.750.619
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.205.188		1.829.697	(3.756.132)	(20.881)	257.872
Adquisición mediante combinación de negocios.	387.244		234.250			621.494
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.	(387.244)					(387.244)
Provisión utilizada.	(525.551)	(52.252)	(2.836.266)		(19.952.235)	(23.366.304)
Reversión de provisión no utilizada.	(1.804.228)				(12.046.532)	(13.850.760)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	316.720					316.720
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(210.971)				(613)	(211.584)
Total cambio en provisiones	1.995.346	501.209	372.097	(3.756.132)	(31.981.707)	(32.869.187)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	5.678.367	742.297	3.236.071	5.121.419	341.078	15.119.232

22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

22.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.066.657	1.149.134	22.354.161	22.562.363
Provisión premio de antigüedad.			645.436	682.357
Provisión beneficios post-jubilatorios.	29.550	7.730	14.291.414	14.499.525
Total	1.096.207	1.156.864	37.291.011	37.744.245

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	23.157.334	19.925.384	682.357	844.655	14.507.255	12.238.631
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	2.540.910	5.338.720	(25.521)	22.091	232.508	(167.852)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	650.190	545.607	29.100	26.576	485.515	454.024
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	1.015.123	3.530.268	(3.560)	23.532	82.155	3.144.697
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(33.859)	(45.897)			(81.649)	(88.450)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.						(142.997)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(2.964.034)	(6.136.748)	(36.940)	(234.497)	(904.820)	(930.798)
Total cambios en provisiones	(189.660)	3.231.950	(36.921)	(162.298)	(186.291)	2.268.624
Total	22.967.674	23.157.334	645.436	682.357	14.320.964	14.507.255

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	22.967.674	23.157.334	645.436	682.357	14.320.964	14.507.255
Otros importes reconocidos en el balance.	453.144	554.163				
Total	23.420.818	23.711.497	645.436	682.357	14.320.964	14.507.255

22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2013	01-01-2012	01-01-2013	01-01-2012	01-01-2013	01-01-2012	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	2.300.410	5.338.720	(25.798)	22.091	232.508	(167.852)	Costo de ventas - gastos de administración
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	639.310	545.607	28.793	26.576	485.515	454.024	Costos Financieros.
Pérdida - ganancia por reducción y liquidación plan beneficios definidos.		378.706					Costo de ventas - gastos de administración
Total	2.939.720	6.263.033	2.995	48.667	718.023	286.172	

22.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	3,00%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2013, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Seasca, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2013, 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	4.348.378	(3.595.356)

23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingresos diferidos. (*)	14.008.517	15.607.436	1.670.411	1.801.506
Aportes reembolsables.	523.582	520.065	3.931	11.801
Garantías recibidas en efectivo.	1.116.724	1.370.244		
Otros.				11.645
Total	15.648.823	17.497.745	1.674.342	1.824.952

23.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	9.806.868	12.397.122		
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	7.006	5.900		
Subsidios.				219.572
Garantías (pago anticipado de clientes).	276.420	35.074		
Gas por entregar.	2.231.228	1.468.362		
Otros ingresos diferidos.	1.686.995	1.700.978	1.670.411	1.581.934
Total	14.008.517	15.607.436	1.670.411	1.801.506

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	17.408.942	12.616.795
Adiciones.	53.410.230	43.631.764
Imputación a resultados.	(55.139.578)	(38.838.894)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(666)	(723)
Total	15.678.928	17.408.942

23.2.- 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 período o ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	12.801.285	18.031.602
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(8.550.150)	(13.689.606)
Total	4.251.135	4.341.996



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

Detalle	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	22.181.257	15.453.553
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	2.735.555	1.490.732
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	12.542.423	13.887.854

23.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	1.913.918	2.254.654	PER - FNDR

24.- PATRIMONIO NETO.

24.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos del Grupo CGE 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, el Grupo CGE monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, el Grupo CGE ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 671.278.954.

24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 416.710.367, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

24.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2013, aprobó como política de dividendos, el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante 3 dividendos en carácter de provisorios con cargo a la utilidad líquida del ejercicio o eventuales con cargo a utilidades acumuladas y un dividendo definitivo con cargo a las utilidades distribuibles del 2013. Dichos dividendos se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre, diciembre del año 2013 y abril de 2014, respectivamente.



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

24.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2012, aprobó el pago del dividendo eventual N° 365 de \$ 10,00.- por acción con cargo a la reserva de futuros dividendos, el cual se pagó con fecha 26 de abril de 2012, por un total de M\$ 4.167.103.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1961 de fecha 25 de mayo de 2012, acordó repartir el dividendo eventual N° 366 de \$ 10,00.- por acción con cargo a la reserva de futuros dividendos, el cual se pagó con fecha 28 de junio de 2012, por un total de M\$ 4.167.104.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1964 de fecha 31 de agosto de 2012, acordó repartir el dividendo provisorio N° 367 de \$ 10,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2012, por un total de M\$ 4.167.104.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1967 de fecha 23 de noviembre de 2012, acordó repartir el dividendo provisorio N° 368 de \$ 10,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, el cual se pagó con fecha 27 de diciembre de 2012, por un total de M\$ 4.167.104.-

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2013, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 369 de \$ 50,00.- por acción con cargo a con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2013, por un total de M\$ 20.835.518.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1973 de fecha 29 de mayo de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 370 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 27 de junio de 2013, por un total de M\$ 8.334.207.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.976 de fecha 30 de agosto de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 371 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 26 de septiembre de 2013, por un total de M\$ 8.334.207.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.979 de fecha 22 de noviembre de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 372 de \$ 25,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 26 de diciembre de 2013, por un total de M\$ 10.417.759.-

24.5.- Reservas.

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

24.5.1.- 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 2013 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\$ 31.379.015 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 464.669.565, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 19.485.409.

24.5.2.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación del Grupo CGE (pesos chilenos).

24.5.3.- 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.

24.5.4.- Reservas de disponibles para la venta.

Corresponde a las fluctuaciones en el valor justo de activos financieros clasificados como disponibles para la venta.

24.5.5.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los efectos acumulados por la aplicación retrospectiva de la NIC 19 (r), generó una disminución por M\$ 363.749 al 1 de enero de 2013. Durante el ejercicio 2013, se han reconocido en otros resultados integrales, como cargo a estas reservas M\$ 463.171, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 826.920, netos de impuestos diferidos.

24.5.6.- Otras reservas.

En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el capital emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo y otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.



24.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013		31-12-2012	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	48,16220%	48,16220%	261.054.023	52.092.942	223.427.370	41.936.646
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	43,37562%	43,37562%	244.632.306	31.857.307	213.160.247	24.073.496
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	49,00000%	49,00000%	21.898.833	14.268.793	20.339.097	8.721.507
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,77712%	44,77712%	16.648.774	2.185.284	15.509.010	2.090.770
0-E	Inversiones GLP S.A.S. ESP	Colombia	30,00000%	30,00000%	8.841.757	(148.163)	9.970.773	(917.179)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,69880%	7,72867%	3.381.439	268.129	3.313.059	531.909
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41771%	11,41771%	3.879.084	756.149	3.545.576	411.283
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	1,78285%	1,81426%	2.732.587	172.703	2.552.400	123.379
76.144.163-9	Emel Sur S.A.	Chile	0,00000%	1,81426%			2.380.255	13.276
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	30,00000%	30,00000%	1.626.298	212.379	1.786.909	303.126
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,39943%	0,40279%	1.358.643	125.271	1.317.724	74.670
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	6,00350%	6,00350%	1.364.700	162.369	1.272.693	155.435
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,67284%	0,22740%	2.820.375	141.888	926.620	22.207
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,36893%	0,36893%	728.972	10.108	725.282	16.988
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	1,78065%	1,81426%	662.889	11.309	641.094	17.973
96.756.670-5	Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.	Chile	0,00000%	49,00000%			529.927	
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	366.842	36.454	341.358	32.788
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	258.856	12.942	293.370	29.869
0-E	Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Colombia	30,00000%	30,00000%	249.465	(32.312)	282.247	(20.348)
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	296.973	42.195	279.926	37.588
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	15,00000%	15,00000%	156.909	(113.937)	270.309	(57.986)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	132.796	69.724	126.896	70.420
0-E	Ultragás S.A. E.S.P.	Colombia	30,00000%	30,00000%	136.414	(9.243)	126.020	(21.113)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	23.932	2.955	22.612	2.819
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	2.306	368	2.689	390
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	0,10000%	0,10000%	225	(19)	244	11
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	93	24	95	27
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00010%	0,00010%	29	1	7	
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	411	501	(90)	(35)
Total					573.255.931	102.126.121	503.143.719	77.649.916



24.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se realizaron las siguientes transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2013.

Sociedad	31-12-2013				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado	Valor libros	Imputación a otras reservas
			M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	54.000	0,02987%	22.680	12.805	9.875
Total			22.680	12.805	9.875

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2012.

Sociedad	31-12-2012				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado	Valor libros	Imputación a otras reservas
			M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	261.630	0,14066%	47.076	29.165	17.911
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	49.849	0,02757%	21.390	11.707	9.683
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	173.157	0,09465%	48.482	28.119	20.363
CGE Distribución S.A.	32.683	0,01845%	130.474	74.970	55.504
Transnet S.A.	4.312	0,00473%	17.559	15.542	2.017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	15.000	0,11467%	69.315	39.244	30.071
CGE Magallanes S.A.	159.272	0,10067%	36.072	21.295	14.777
Emel Norte S.A.	4.076	0,02799%	22.102	22.277	(175)
Emel Sur S.A.	4.076	0,02799%	20.019	19.837	182
Emel Atacama S.A.	4.076	0,02799%	5.535	5.552	(17)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	202	0,00017%	210	266	(58)
Total			418.234	267.974	150.258

Dichas transacciones fueron contabilizadas de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto”.



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

Movimientos al 31 de diciembre de 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2013	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			81.411.192			102.126.121			183.537.313
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta.	(927.626)	154.604	(773.022)	(2.364.314)	503.783	(1.860.531)	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)
Total movimientos del período o ejercicio	(927.626)	154.604	(773.022)	(2.364.314)	503.783	(1.860.531)	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	242.963	(40.494)	202.469	501.653	(223.250)	278.403	744.616	(263.744)	480.872
Total movimientos del período o ejercicio	242.963	(40.494)	202.469	501.653	(223.250)	278.403	744.616	(263.744)	480.872
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por	37.654.818	(6.275.803)	31.379.015	86.404.034	(18.486.639)	67.917.395	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410
Total movimientos del período o ejercicio	37.654.818	(6.275.803)	31.379.015	86.404.034	(18.486.639)	67.917.395	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(7.045.011)		(7.045.011)	2.281.841		2.281.841	(4.763.170)		(4.763.170)
Total movimientos del período o ejercicio	(7.045.011)	0	(7.045.011)	2.281.841	0	2.281.841	(4.763.170)	0	(4.763.170)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(555.806)	92.635	(463.171)	(399.168)	94.440	(304.728)	(954.974)	187.075	(767.899)
Total movimientos del período o ejercicio	(555.806)	92.635	(463.171)	(399.168)	94.440	(304.728)	(954.974)	187.075	(767.899)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	2.265.232		2.265.232	5.737.753		5.737.753	8.002.985		8.002.985
Total movimientos del período o ejercicio	2.265.232	0	2.265.232	5.737.753	0	5.737.753	8.002.985	0	8.002.985
Total resultado integral			106.976.704			176.176.254			283.152.958



Movimientos al 31 de diciembre de 2012.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2012	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			87.548.331			77.649.916			165.198.247
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta.	753.625	(27.894)	725.731	1.813.842	(67.133)	1.746.709	2.567.467	(95.027)	2.472.440
Total movimientos del período o ejercicio	753.625	(27.894)	725.731	1.813.842	(67.133)	1.746.709	2.567.467	(95.027)	2.472.440
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	303.008	(60.602)	242.406	149.283	(26.777)	122.506	452.291	(87.379)	364.912
Total movimientos del período o ejercicio	303.008	(60.602)	242.406	149.283	(26.777)	122.506	452.291	(87.379)	364.912
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	72.158.630	(30.724.320)	41.434.310	111.892.343	(26.031.575)	85.860.768	184.050.973	(56.755.895)	127.295.078
Total movimientos del período o ejercicio	72.158.630	(30.724.320)	41.434.310	111.892.343	(26.031.575)	85.860.768	184.050.973	(56.755.895)	127.295.078
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(10.163.604)		(10.163.604)	(2.330.241)		(2.330.241)	(12.493.845)		(12.493.845)
Total movimientos del período o ejercicio	(10.163.604)	0	(10.163.604)	(2.330.241)	0	(2.330.241)	(12.493.845)	0	(12.493.845)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	(425.995)		(425.995)	(657.858)		(657.858)	(1.083.853)		(1.083.853)
Total movimientos del período o ejercicio	(425.995)	0	(425.995)	(657.858)	0	(657.858)	(1.083.853)	0	(1.083.853)
Total resultado integral			119.361.179			162.391.800			281.752.979

25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

25.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ventas	2.068.215.006	2.108.457.750
Venta de energía.	1.056.928.358	1.041.001.243
Venta de gas.	973.575.742	1.011.803.037
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	37.710.906	55.653.470
Prestaciones de servicios	210.552.033	200.424.184
Recargos regulados, peajes y transmisión.	92.836.963	85.424.783
Arriendo de equipos de medida.	6.471.972	5.367.777
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	5.572.446	9.079.276
Apoyos en postación.	4.597.791	4.449.177
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	40.829.772	24.030.849
Servicios de construcción de obras e instalaciones de gas.	1.122.422	11.719.727
Servicios de televisión por cable	4.596.023	4.907.068
Servicios de call center	2.479.497	2.854.887
Otras prestaciones	52.045.147	52.590.640
Total	2.278.767.039	2.308.881.934

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

25.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	1.496.109	1.534.037
Servicios informáticos a terceros		3.573
Otros ingresos de operación.	4.240.831	5.354.464
Ingresos por factor de potencia	1.177.276	11.000
Total	6.914.216	6.903.074

26.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 que se adjunta, se descomponen como se indica en 26.1, 26.2, 26.3 y 26.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Costo de venta.	1.767.502.320	1.851.337.965
Costo de distribución.	17.485.503	17.919.194
Costo de administración.	159.646.218	182.716.717
Otros gastos por función.	13.050.693	13.471.772
Total	1.957.684.734	2.065.445.648

26.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Compra de energía.	837.010.801	878.427.425
Compra de gas.	625.310.830	718.193.067
Gastos de personal.	148.064.915	154.779.965
Gastos de operación y mantenimiento.	106.062.410	72.223.633
Gastos de administración.	76.699.460	85.367.503
Costos de mercadotecnia.	7.313.845	6.886.706
Costos de distribución.	14.638.832	15.372.166
Depreciación.	103.358.053	96.607.750
Amortización.	6.730.859	5.766.761
Otros gastos varios de operación.	32.494.729	31.820.672
Total	1.957.684.734	2.065.445.648

26.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	113.483.533	120.396.471
Beneficios a corto plazo a los empleados.	19.133.848	18.811.830
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	2.623.119	2.540.708
Beneficios por terminación.	3.509.043	4.278.101
Otros beneficios a largo plazo.	2.160.335	3.542.271
Otros gastos de personal.	7.155.037	5.210.584
Total	148.064.915	154.779.965

26.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	98.290.994	90.091.024
Gasto de administración.	5.067.059	6.516.726
Total depreciación	103.358.053	96.607.750
Amortización		
Costo de ventas.	5.038.577	4.167.399
Gasto de administración.	1.692.282	1.599.362
Total amortización	6.730.859	5.766.761
Total	110.088.912	102.374.511

26.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(9.220.222)	(11.125.241)
Venta de chatarra.	1.214.830	320.229
Venta de propiedades, planta y equipo.	6.325.257	839.771
Venta de intangibles	6.751.302	
Venta acciones.		(703.155)
Compensación términos de contratos.	(214.341)	
Juicios o arbitrajes.	(7.087.793)	(4.012.891)
Remuneraciones del directorio.	(686.924)	(694.256)
Participación utilidad del directorio.	(2.493.161)	(2.328.664)
Remuneraciones comité de directores.	(25.398)	(12.188)
Participación comité de directores	(159.016)	(109.025)
Otras (pérdidas) ganancias.	(228.253)	2.635.430
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	28.145	(430.582)
Reverso Provisión Contingencia (Gasandes)		11.137.137
Dividendos Gas Andes	943.798	1.941.524
Aportes de terceros para financiar obras propias	4.618.656	3.580.387
Total	(233.120)	1.038.476

27.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	4.077.310	6.464.693
Ingresos por otros activos financieros.	9.884.573	1.817.142
Otros ingresos financieros.	1.460.234	1.437.283
Total ingresos financieros	15.422.117	9.719.118
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(36.240.701)	(45.498.181)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(44.215.031)	(44.723.450)
Gastos por obligaciones con el público (pagarés).		(393.072)
Gastos por arrendamientos financieros.	(1.237.362)	(1.193.840)
Otros gastos.	(11.935.365)	(10.233.788)
Total costos financieros	(93.628.459)	(102.042.331)
Total diferencias de cambio (*)	(900.177)	134.827
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(24.965.483)	(32.842.489)
Total	(104.072.002)	(125.030.875)

27.1.- Composición diferencias de cambio. (*)

(*) Diferencias de cambio	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(643.865)	(478.094)
Otros activos financieros.		(31.209)
Otros activos no financieros.	5.475	(2.107)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	41.820	457.353
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	428.466	1.515.960
Inventarios.	(73.552)	(1.580.582)
Total diferencias de cambio por activos	(241.656)	(118.679)
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(411.309)	(570.536)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(343.266)	884.586
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	96.054	(71.700)
Otras provisiones.		11.156
Total diferencias de cambio por pasivos	(658.521)	253.506
Total diferencia de cambios neta	(900.177)	134.827

27.2.- Composición unidades de reajuste. (**)

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.		33
Otros activos no financieros.	57.493	6.653
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	266.013	381.394
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	160.402	486.058
Inventarios.	2.875	18.744
Activos por impuestos.	387.940	349.633
Total unidades de reajuste por activos	874.723	1.242.515
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(25.490.926)	(33.741.924)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(200.114)	(237.348)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(135.348)	(99.278)
Otras provisiones.	(75)	(16)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(4.762)	(6.438)
Otros pasivos no financieros.	(8.981)	
Total unidades de reajuste por pasivos	(25.840.206)	(34.085.004)
Total unidades de reajuste neto	(24.965.483)	(32.842.489)

28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 53.469.542 y M\$ 45.071.190 en el ejercicio 2012.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(48.924.016)	(22.833.368)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(193.841)	706.495
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(49.117.857)	(22.126.873)
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(1.415.592)	(9.608.715)
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos.	(872.573)	(13.291.212)
Gasto por impuestos diferidos surgido de la baja o la reversión de la baja de activos por impuestos diferidos.	(7.045.118)	
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	4.981.598	
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido.		(44.390)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(4.351.685)	(22.944.317)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(53.469.542)	(45.071.190)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(863.118)	(1.458.837)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(48.254.738)	(20.668.036)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(49.117.856)	(22.126.873)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	(705.704)	(584.159)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(3.645.982)	(22.360.158)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(4.351.686)	(22.944.317)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(53.469.542)	(45.071.190)

28.3.- 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 2013 y 2012.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	233.375.273		139.770.425	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(46.675.055)	20,0%	(27.954.085)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	467.892	-0,2%	(31.938)	0,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4.687.200)	2,0%	(2.550.713)	1,8%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	37.809	0,0%		0,0%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	1.650.060	-0,7%	11.272	0,0%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0	0,0%	(13.269.935)	9,5%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(4.263.048)	1,8%	(1.275.791)	0,9%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(6.794.487)	2,9%	(17.117.105)	12,2%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(53.469.542)	22,9%	(45.071.190)	32,2%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2013 31-12-2013			01-01-2012 31-12-2012		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410	184.050.973	(56.755.895)	127.295.078
Activos financieros disponibles para la venta.	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)	2.567.467	(95.027)	2.472.440
Cobertura de flujo de efectivo.	744.616	(263.744)	480.872	452.291	(87.379)	364.912
Diferencia de cambio por conversión.	(4.763.170)		(4.763.170)	(12.493.845)		(12.493.845)
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	8.002.985		8.002.985	(1.083.853)		(1.083.853)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(954.974)	187.075	(767.899)			
Total		(24.180.724)			(56.938.301)	

28.5.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.

Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos relacionado con ganancias (pérdidas) derivadas de la discontinuación	(863.122)	(11.059.531)
Total (gasto) por impuestos de operaciones discontinuadas	(863.122)	(11.059.531)

28.6.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Pérdidas fiscales no utilizadas para las que no se han reconocido activos por impuestos diferidos.	95.017.378	60.434.352
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	(456.177.363)	(458.589.235)

29.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo CGE entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por Compañía General de Electricidad S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	81.411.192	87.548.331
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	195,37	210,09
Cantidad de acciones	416.710.367	416.710.367

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

30.- INFORMACION POR SEGMENTO.

30.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad, venta de gas, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica, venta de gas natural y gas licuado. En relación con las características del negocio de dichos segmentos. (ver nota 2.1.- y 2.2.-)

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:



30.2.- Cuadros patrimoniales.

30.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Efectivo y equivalentes al efectivo.	19.049.902	23.216.962	60.337.653	58.695.183	363.191	634.694	67.727.441	76.534.356			147.478.187	159.081.195
Otros activos financieros.			14.545	157.796							14.545	157.796
Otros activos no financieros.	2.096.703	1.358.910	2.138.746	2.433.937	86.914	137.030		3.695			4.322.363	3.933.572
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	323.099.039	304.345.904	71.748.160	85.360.086	23.084.618	14.447.724	1.893.715	31.828		1	419.825.532	404.185.543
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	88.011.085	23.419.416	14.040.077	6.899.697	26.929.758	95.315.530	43.799.006	155.400.786	(159.456.814)	(274.706.258)	13.323.112	6.329.171
Inventarios.	6.232.176	7.556.904	46.731.029	58.016.677	17.792.328	29.061.243					70.755.533	94.634.824
Activos por impuestos.	5.599.075	7.420.234	4.266.157	3.507.916	2.330.966	2.419.344	5.748.494	7.514.573	(17.944.692)	(16.437.081)	0	4.424.986
Total activos corrientes	444.087.980	367.318.330	199.276.367	215.071.292	70.587.775	142.015.565	119.168.656	239.485.238	(177.401.506)	(291.143.338)	655.719.272	672.747.087
ACTIVOS NO CORRIENTES												
Otros activos financieros.			5.854.803	8.275.219	17.471	17.471	175.001	117.501			6.047.275	8.410.191
Otros activos no financieros.	85.090	85.090	109.043	235.338		771					194.133	321.199
Cuentas por cobrar.	13.697.238	15.212.804	7.886.098	4.625.475	5.196.405	20.135.890					26.779.741	39.974.169
Inventario.					2.219.361	2.548.108					2.219.361	2.548.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		16.324.719	4.715.365	6.007.240						(16.324.719)	4.715.365	6.007.240
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	16.520.969	18.076.884	20.229.807	14.249.698	45.120	44.485	1.582.598.199	1.598.657.686	(1.582.054.754)	(1.598.054.597)	37.339.341	32.974.156
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	257.761.817	260.099.249	1.870.173	2.658.765	13.977.068	19.231.075					273.609.058	281.989.089
Plusvalía.	203.800.788	203.800.788	18.920.005	18.920.005	808.051	808.051	50.425.705	50.425.705			273.954.549	273.954.549
Propiedades, planta y equipo.	1.291.921.394	1.272.747.633	1.338.588.254	1.185.216.279	64.146.120	84.130.939	19.501	28.077		(1)	2.694.675.269	2.542.122.927
Propiedad de inversión.	6.008.999	6.410.510			4.876.965	5.084.075	661.884	661.884			11.547.848	12.156.469
Activos por impuestos.	328.576	645.895									328.576	645.895
Activos por impuestos diferidos.	15.516.472	16.074.907	2.158.752	1.782.806	9.540.329	18.060.476	236.983				27.452.536	35.918.189
Total activos no corrientes	1.805.641.343	1.809.478.479	1.400.332.300	1.241.970.825	100.826.890	150.061.341	1.634.117.273	1.649.890.853	(1.582.054.754)	(1.614.379.317)	3.358.863.052	3.237.022.181
TOTAL ACTIVOS	2.249.729.323	2.176.796.809	1.599.608.667	1.457.042.117	171.414.665	292.076.906	1.753.285.929	1.889.376.091	(1.759.456.260)	(1.905.522.655)	4.014.582.324	3.909.769.268



30.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	63.639.400	57.632.617	82.845.457	73.136.169	3.261.948	22.508.334	15.990.293	95.981.267			165.737.098	249.258.387
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	273.429.749	211.543.989	58.928.339	84.249.984	13.328.609	17.127.788	3.873.533	21.403.632	(901.503)	(412.669)	348.658.727	333.912.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	25.453.102	24.164.540	6.345.594	1.865.930	4.895.863	12.558.933	128.242.096	237.640.040	(158.555.311)	(274.294.034)	6.381.344	1.935.409
Otras provisiones.	4.864.419	6.479.182	2.392.595	168.538	354.563	982.033	2.670.618	1.347.614			10.282.195	8.977.367
Pasivos por impuestos.		591.011	25.390.129	4.356.103	1.134.676	11.489.967			(17.944.692)	(16.437.081)	8.580.113	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	292.769	45.792	803.438	753.282		357.790					1.096.207	1.156.864
Otros pasivos no financieros.	12.035.072	12.457.683	3.217.593	2.056.002	396.158	2.984.060					15.648.823	17.497.745
Total pasivos corrientes	379.714.511	312.914.814	179.923.145	166.586.008	23.371.817	68.008.905	150.776.540	356.372.553	(177.401.506)	(291.143.784)	556.384.507	612.738.496
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	545.708.427	555.003.839	353.265.743	346.341.348	34.053.647	25.860.137	367.298.738	370.073.378			1.300.326.555	1.297.278.702
Cuentas por pagar.	2.220.677	1.086.190	3.019.135	4.260.729							5.239.812	5.346.919
Otras provisiones.	734.003	1.020.446	882.326	5.121.419							1.616.329	6.141.865
Pasivo por impuestos diferidos.	107.493.506	103.167.992	194.406.466	177.390.553	3.111.391	3.376.750		162.906			305.011.363	284.098.201
Provisiones por beneficios a los empleados.	26.355.023	27.145.382	8.491.379	8.239.861	1.016.432	1.043.917	1.428.177	1.315.085			37.291.011	37.744.245
Otros pasivos no financieros.	3.931	342.691	1.670.411	1.470.616		11.645					1.674.342	1.824.952
Total pasivos no corrientes	682.515.567	704.091.259	561.735.460	542.824.526	38.181.470	30.292.449	368.726.915	371.551.369	0	(16.324.719)	1.651.159.412	1.632.434.884
TOTAL PASIVOS	1.062.230.078	1.017.006.073	741.658.605	709.410.534	61.553.287	98.301.354	519.503.455	727.923.922	(177.401.506)	(307.468.503)	2.207.543.919	2.245.173.380
PATRIMONIO												
Capital emitido.	832.364.456	829.990.886	136.133.418	136.133.418	124.748.382	124.748.382	671.278.954	671.278.954	(1.093.246.256)	(1.090.872.686)	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	104.633.989	56.360.062	174.542.140	140.181.281	(40.189.280)	(30.702.756)	182.484.958	111.579.757	(238.986.849)	(165.838.587)	182.484.958	111.579.757
Primas de emisión.	2.954.384	2.954.384	2.055.435	2.055.435	954	954			(5.010.773)	(5.010.773)	0	0
Acciones propias en cartera.	(29.379)	(25.170)							29.379	25.170	0	0
Otras reservas.	220.592.103	242.950.404	251.254.734	213.058.570	11.249.774	11.354.467	380.018.562	378.593.458	(483.096.611)	(467.363.441)	380.018.562	378.593.458
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.160.515.553	1.132.230.566	563.985.727	491.428.704	95.809.830	105.401.047	1.233.782.474	1.161.452.169	(1.820.311.110)	(1.729.060.317)	1.233.782.474	1.161.452.169
Participaciones no controladoras.	26.983.692	27.560.170	293.964.335	256.202.879	14.051.548	88.374.505			238.256.356	131.006.165	573.255.931	503.143.719
Total patrimonio	1.187.499.245	1.159.790.736	857.950.062	747.631.583	109.861.378	193.775.552	1.233.782.474	1.161.452.169	(1.582.054.754)	(1.598.054.152)	1.807.038.405	1.664.595.888
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.249.729.323	2.176.796.809	1.599.608.667	1.457.042.117	171.414.665	292.076.906	1.753.285.929	1.889.376.091	(1.759.456.260)	(1.905.522.655)	4.014.582.324	3.909.769.268



30.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.247.968.438	1.217.982.407	993.022.540	1.033.893.436	103.639.425	130.276.251			(65.863.364)	(73.270.160)	2.278.767.039	2.308.881.934
Costo de ventas	(999.321.951)	(983.533.727)	(716.572.581)	(794.209.732)	(83.890.787)	(112.516.115)			32.282.999	38.921.609	(1.767.502.320)	(1.851.337.965)
Ganancia bruta	248.646.487	234.448.680	276.449.959	239.683.704	19.748.638	17.760.136	0	0	(33.580.365)	(34.348.551)	511.264.719	457.543.969
Otros ingresos, por función.	6.639.830	6.306.308	136.083	540.955	138.303	55.811	5.049.307	4.113.143	(5.049.307)	(4.113.143)	6.914.216	6.903.074
Costos de distribución.			(17.485.503)	(17.919.194)							(17.485.503)	(17.919.194)
Gasto de administración.	(114.936.165)	(125.969.279)	(50.865.493)	(53.444.603)	(19.648.002)	(30.433.224)	(12.826.230)	(11.331.305)	38.629.672	38.461.694	(159.646.218)	(182.716.717)
Otros gastos, por función.	(6.196.588)	(5.542.390)	(6.854.105)	(6.437.483)		(1.491.899)					(13.050.693)	(13.471.772)
Otras ganancias (pérdidas).	7.065.855	(5.651.393)	(7.687.847)	9.077.017	(515.893)	(140.552)	904.788	(2.246.149)	(23)	(447)	(233.120)	1.038.476
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	141.219.419	103.591.926	193.693.094	171.500.396	(276.954)	(14.249.728)	(6.872.135)	(9.464.311)	(23)	(447)	327.763.401	251.377.836
Ingresos financieros.	9.394.281	8.818.036	5.092.248	3.606.033	3.298.889	223.119	8.742.513	7.831.913	(11.105.814)	(10.759.983)	15.422.117	9.719.118
Costos financieros.	(43.511.400)	(50.063.097)	(28.836.779)	(27.950.197)	(6.090.411)	(8.242.102)	(26.295.683)	(26.546.918)	11.105.814	10.759.983	(93.628.459)	(102.042.331)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	3.528.398	4.751.129	6.071.869	8.548.795	613	441	110.616.093	120.120.225	(110.533.099)	(119.997.126)	9.683.874	13.423.464
Diferencias de cambio.	(366.185)	(1.137.979)	(15.312)	(464.048)	(77.012)	136.509	(439.668)	1.600.345			(900.177)	134.827
Resultados por unidades de reajuste.	(10.595.295)	(16.019.176)	(6.086.325)	(7.516.121)	(112.820)	(154.436)	(8.171.043)	(9.152.756)			(24.965.483)	(32.842.489)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	99.667.218	49.940.839	169.918.795	147.724.858	(3.257.695)	(22.286.197)	77.580.077	84.388.498	(110.533.122)	(119.997.573)	233.375.273	139.770.425
Gasto por impuestos a las ganancias.	(16.744.257)	(12.273.722)	(30.202.663)	(42.280.168)	(8.907.721)	6.322.867	2.385.099	3.159.833			(53.469.542)	(45.071.190)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	82.922.961	37.667.117	139.716.132	105.444.690	(12.165.416)	(15.963.330)	79.965.176	87.548.331	(110.533.122)	(119.997.573)	179.905.731	94.699.235
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		70.294.505			3.631.582	204.507					3.631.582	70.499.012
Ganancia (pérdida)	82.922.961	107.961.622	139.716.132	105.444.690	(8.533.834)	(15.758.823)	79.965.176	87.548.331	(110.533.122)	(119.997.573)	183.537.313	165.198.247
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	79.380.053	102.116.927	73.445.191	55.500.061	(11.864.658)	(40.827.545)	81.411.192	87.548.331	(140.960.586)	(116.789.443)	81.411.192	87.548.331
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	3.542.908	5.844.695	66.270.941	49.944.629	3.330.824	25.068.722			28.981.448	(3.208.130)	102.126.121	77.649.916
Ganancia (pérdida)	82.922.961	107.961.622	139.716.132	105.444.690	(8.533.834)	(15.758.823)	81.411.192	87.548.331	(111.979.138)	(119.997.573)	183.537.313	165.198.247
Depreciación	50.284.711	48.736.885	46.962.964	38.690.562	6.101.802	9.171.653	8.576	8.650			103.358.053	96.607.750
Amortización	972.370	970.362	1.706.060	1.581.504	4.052.429	3.214.895					6.730.859	5.766.761
EBITDA	185.410.645	158.950.566	250.049.965	202.695.445	10.393.170	(1.722.628)	(7.768.347)	(7.209.512)	0	0	438.085.433	352.713.871



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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	214.882.562	252.356.183	223.664.000	167.297.352	10.134.018	34.358.200	56.106.925	29.573.933	(73.189.851)	(59.627.766)	431.597.654	423.957.902
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(69.282.584)	(93.998.794)	(71.027.850)	(40.958.819)	23.719.754	186.234.890	53.141.846	141.457.401	(70.415.809)	(146.994.993)	(133.864.643)	45.739.685
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(149.588.455)	(147.271.046)	(150.039.355)	(102.246.350)	(34.124.312)	(220.795.019)	(117.491.378)	(97.722.695)	143.605.660	206.611.060	(307.637.840)	(361.424.050)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(3.988.477)	11.086.343	2.596.795	24.092.183	(270.540)	(201.929)	(8.242.607)	73.308.639	0	(11.699)	(9.904.829)	108.273.537
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(178.583)	(136.492)	(954.325)	(340.615)	(963)	(22.223)	(564.308)	21.298			(1.698.179)	(478.032)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(4.167.060)	10.949.851	1.642.470	23.751.568	(271.503)	(224.152)	(8.806.915)	73.329.937	0	(11.699)	(11.603.008)	107.795.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	23.216.962	12.267.111	58.695.183	34.943.615	634.694	858.846	76.534.356	3.204.419		11.699	159.081.195	51.285.690
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	19.049.902	23.216.962	60.337.653	58.695.183	363.191	634.694	67.727.441	76.534.356	0	0	147.478.187	159.081.195



31.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

31.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Activos corrientes	US \$	35.047.266	32.894.281	2.152.985	35.047.266				0	35.047.266
Activos corrientes	AR \$	54.443.112	13.766.787	2.078.323	15.845.110	4.031.224		34.566.778	38.598.002	54.443.112
Activos corrientes	COP \$	8.076.626	8.076.626		8.076.626				0	8.076.626
Activos corrientes	EUR \$	12.485	12.485		12.485				0	12.485
Activos no corrientes	US \$	71.737.937			0	4.728.746		67.009.191	71.737.937	71.737.937
Activos no corrientes	AR \$	4.914.263			0			4.914.263	4.914.263	4.914.263
Activos no corrientes	COP \$	88.318.177			0	43.098	44.433	88.230.646	88.318.177	88.318.177
Total activos en moneda extranjera	M/e	262.549.866	54.750.179	4.231.308	58.981.487	8.803.068	44.433	194.720.878	203.568.379	262.549.866
Pasivos corrientes	US \$	19.032.413	14.840.495	4.191.918	19.032.413				0	19.032.413
Pasivos corrientes	AR \$	34.536.086	6.247.934	23.604.240	29.852.174	1.888.747		2.795.165	4.683.912	34.536.086
Pasivos corrientes	COP \$	26.959.212	19.240.421	7.718.791	26.959.212				0	26.959.212
Pasivos corrientes	EUR \$	44.938	44.938		44.938				0	44.938
Pasivos no corrientes	US \$	20.192.760			0	9.565.083	4.196.880	6.430.797	20.192.760	20.192.760
Pasivos no corrientes	COP \$	33.759.643			0	17.128.686	9.792.640	6.838.317	33.759.643	33.759.643
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	134.525.052	40.373.788	35.514.949	75.888.737	28.582.516	13.989.520	16.064.279	58.636.315	134.525.052



Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2012 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Activos corrientes	US \$	115.193.082	114.960.883	232.199	115.193.082				0	115.193.082
Activos corrientes	AR \$	14.195.283	10.281.040	3.914.243	14.195.283				0	14.195.283
Activos corrientes	COP \$	6.733.367	6.416.779	316.588	6.733.367				0	6.733.367
Activos corrientes	EUR \$	444.057	444.057		444.057				0	444.057
Activos no corrientes	US \$	49.435.538			0	5.149.412		44.286.126	49.435.538	49.435.538
Activos no corrientes	AR \$	47.711.849			0	2.450.894		45.260.955	47.711.849	47.711.849
Activos no corrientes	COP \$	83.550.879			0	30.991		83.519.888	83.550.879	83.550.879
Total activos en moneda extranjera	M/e	317.264.055	132.102.759	4.463.030	136.565.789	7.631.297	0	173.066.969	180.698.266	317.264.055
Pasivos corrientes	US \$	50.589.599	44.125.052	6.464.547	50.589.599				0	50.589.599
Pasivos corrientes	AR \$	23.310.740	16.309.069	7.001.671	23.310.740				0	23.310.740
Pasivos corrientes	COP \$	40.608.062	22.306.519	18.301.543	40.608.062				0	40.608.062
Pasivos corrientes	EUR \$	59.010	59.010		59.010				0	59.010
Pasivos no corrientes	US \$	19.216.822			0	11.365.654	1.599.866	6.251.302	19.216.822	19.216.822
Pasivos no corrientes	AR \$	1.694.362			0	1.005.645	0	688.717	1.694.362	1.694.362
Pasivos no corrientes	COP \$	16.193.874			0	12.003.646	2.208.316	1.981.912	16.193.874	16.193.874
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	151.672.469	82.799.650	31.767.761	114.567.411	24.374.945	3.808.182	8.921.931	37.105.058	151.672.469



31.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	1.765.026	1.765.026		1.765.026				0	1.765.026
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.134.094	1.134.094		1.134.094				0	1.134.094
Efectivo y equivalentes al efectivo.	COP \$	3.834.994	3.834.994		3.834.994				0	3.834.994
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	1.958	1.958		1.958				0	1.958
Otros activos financieros.	US \$	14.545		14.545	14.545				0	14.545
Otros activos financieros.	AR \$	936.080	630.165	305.915	936.080				0	936.080
Otros activos no financieros.	US \$	134.871		134.871	134.871				0	134.871
Otros activos no financieros.	COP \$	45.925	45.925		45.925				0	45.925
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	298.722	298.722		298.722				0	298.722
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	11.816.052	10.043.644	1.772.408	11.816.052				0	11.816.052
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	COP \$	3.141.752	3.141.752		3.141.752				0	3.141.752
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	5.124.605	3.121.036	2.003.569	5.124.605				0	5.124.605
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	COP \$	34.378	34.378		34.378				0	34.378
Inventarios.	US \$	27.709.497	27.709.497		27.709.497				0	27.709.497
Inventarios.	AR \$	1.958.884	1.958.884		1.958.884				0	1.958.884
Inventarios.	COP \$	1.019.577	1.019.577		1.019.577				0	1.019.577
Inventarios.	EUR \$	10.527	10.527		10.527				0	10.527
Otros activos financieros.	US \$	4.897.658			0			4.897.658	4.897.658	4.897.658
Otros activos financieros.	COP \$	889.920			0		44.433	845.487	889.920	889.920
Otros activos no financieros.	US \$	4.511			0	4.511			4.511	4.511
Otros activos no financieros.	COP \$	809			0	809			809	809
Derechos por cobrar.	US \$	4.857.901			0			4.857.901	4.857.901	4.857.901
Derechos por cobrar.	AR \$	1.009.063			0			1.009.063	1.009.063	1.009.063
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	4.715.365			0	4.715.365			4.715.365	4.715.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	12.730.438			0			12.730.438	12.730.438	12.730.438
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	4.914.263			0			4.914.263	4.914.263	4.914.263
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	COP \$	2.585.106			0			2.585.106	2.585.106	2.585.106
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	8.870			0	8.870			8.870	8.870
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	33.557.715			0			33.557.715	33.557.715	33.557.715
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	COP \$	42.289			0	42.289			42.289	42.289
Plusvalía.	COP \$	10.660.036			0			10.660.036	10.660.036	10.660.036
Propiedades, planta y equipo.	US \$	44.523.194			0			44.523.194	44.523.194	44.523.194
Propiedades, planta y equipo.	COP \$	74.140.017			0			74.140.017	74.140.017	74.140.017
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	4.031.224			0	4.031.224			4.031.224	4.031.224
Total activos en moneda extranjera	M/e	262.549.866	54.750.179	4.231.308	58.981.487	8.803.068	44.433	194.720.878	203.568.379	262.549.866



Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2012 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	72.405.436	72.405.436		72.405.436				0	72.405.436
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.002.549	1.002.549		1.002.549				0	1.002.549
Efectivo y equivalentes al efectivo.	COP \$	1.304.439	1.304.439		1.304.439				0	1.304.439
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	411.675	411.675		411.675				0	411.675
Otros activos financieros.	US \$	157.234	143.927	13.307	157.234				0	157.234
Otros activos no financieros.	US \$	113.879	113.879		113.879				0	113.879
Otros activos no financieros.	AR \$	498.735	224.431	274.304	498.735				0	498.735
Otros activos no financieros.	COP \$	140.723		140.723	140.723				0	140.723
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	141.399	141.399		141.399				0	141.399
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	9.914.302	7.826.155	2.088.147	9.914.302				0	9.914.302
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	COP \$	3.991.547	3.991.547		3.991.547				0	3.991.547
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	864.667	645.775	218.892	864.667				0	864.667
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	1.582.736	30.944	1.551.792	1.582.736				0	1.582.736
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	COP \$	45.161	45.161		45.161				0	45.161
Inventarios.	US \$	41.510.467	41.510.467		41.510.467				0	41.510.467
Inventarios.	AR \$	1.196.961	1.196.961		1.196.961				0	1.196.961
Inventarios.	COP \$	1.075.632	1.075.632		1.075.632				0	1.075.632
Inventarios.	EUR \$	32.382	32.382		32.382				0	32.382
Activos por impuestos.	COP \$	175.865		175.865	175.865				0	175.865
Otros activos financieros.	US \$	8.189.597			0			8.189.597	8.189.597	8.189.597
Otros activos financieros.	COP \$	7.542			0	7.542			7.542	7.542
Otros activos no financieros.	US \$	51.916			0	51.916			51.916	51.916
Otros activos no financieros.	COP \$	1.795			0	1.795			1.795	1.795
Derechos por cobrar.	US \$	1.376.495			0			1.376.495	1.376.495	1.376.495
Derechos por cobrar.	AR \$	890.666			0			890.666	890.666	890.666
Derechos por cobrar.	COP \$	1.539			0	1.539			1.539	1.539
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	6.007.240			0	5.081.543		925.697	6.007.240	6.007.240
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	608.259			0			608.259	608.259	608.259
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	11.612.387			0			11.612.387	11.612.387	11.612.387
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	COP \$	2.029.052			0			2.029.052	2.029.052	2.029.052
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	15.953			0	15.953			15.953	15.953
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	32.757.902			0			32.757.902	32.757.902	32.757.902
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	COP \$	20.115			0	20.115			20.115	20.115
Plusvalía.	COP \$	9.772.932			0			9.772.932	9.772.932	9.772.932
Propiedades, planta y equipo.	US \$	33.186.078			0			33.186.078	33.186.078	33.186.078
Propiedades, planta y equipo.	COP \$	71.717.904			0			71.717.904	71.717.904	71.717.904
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.450.894			0	2.450.894			2.450.894	2.450.894
Total activos en moneda extranjera	M/e	317.264.055	132.102.759	4.463.030	136.565.789	7.631.297	0	173.066.969	180.698.266	317.264.055



31.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Pasivos financieros.	US \$	14.720.061	10.528.143	4.191.918	14.720.061				0	14.720.061
Pasivos financieros.	AR \$	8.794.707	800.281	7.994.426	8.794.707				0	8.794.707
Pasivos financieros.	COP \$	21.878.410	14.159.619	7.718.791	21.878.410				0	21.878.410
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	4.312.352	4.312.352		4.312.352				0	4.312.352
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	20.440.364	5.447.653	14.992.711	20.440.364				0	20.440.364
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	COP \$	4.737.528	4.737.528		4.737.528				0	4.737.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	44.938	44.938		44.938				0	44.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	COP \$	236.617	236.617		236.617				0	236.617
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	572.127		572.127	572.127				0	572.127
Otras provisiones a corto plazo.	COP \$	97.967	97.967		97.967				0	97.967
Otros pasivos no financieros.	AR \$	2.577		2.577	2.577				0	2.577
Otros pasivos no financieros.	COP \$	8.690	8.690		8.690				0	8.690
Pasivos financieros.	US \$	11.414.681			0	7.217.801	4.196.880		11.414.681	11.414.681
Pasivos financieros.	AR \$	1.545.914			0	1.545.914			1.545.914	1.545.914
Pasivos financieros.	COP \$	32.784.978			0	16.154.021	9.792.640	6.838.317	32.784.978	32.784.978
Otras cuentas por pagar	US \$	2.347.282			0	2.347.282			2.347.282	2.347.282
Otras cuentas por pagar	COP \$	136.291			0	136.291			136.291	136.291
Otras provisiones	AR \$	342.833			0	342.833			342.833	342.833
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	6.430.797			0			6.430.797	6.430.797	6.430.797
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	2.126.431			0			2.126.431	2.126.431	2.126.431
Pasivo por impuestos diferidos.	COP \$	838.374			0	838.374			838.374	838.374
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	711.133		42.399	42.399			668.734	668.734	711.133
Total pasivos en moneda extranjera		134.525.052	40.373.788	35.514.949	75.888.737	28.582.516	13.989.520	16.064.279	58.636.315	134.525.052



Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2012 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Pasivos financieros.	US \$	40.109.261	34.063.400	6.045.861	40.109.261				0	40.109.261
Pasivos financieros.	AR \$	5.553.509	3.386.947	2.166.562	5.553.509				0	5.553.509
Pasivos financieros.	COP \$	35.740.090	17.563.577	18.176.513	35.740.090				0	35.740.090
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	10.031.178	9.612.492	418.686	10.031.178				0	10.031.178
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	15.168.752	12.922.122	2.246.630	15.168.752				0	15.168.752
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	COP \$	4.477.361	4.477.361		4.477.361				0	4.477.361
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	59.010	59.010		59.010				0	59.010
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	449.160	449.160		449.160				0	449.160
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	COP \$	251.363	251.363		251.363				0	251.363
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	2.539.545		2.539.545	2.539.545				0	2.539.545
Otras provisiones a corto plazo.	COP \$	125.030		125.030	125.030				0	125.030
Pasivos por impuestos.	AR \$	45.792		45.792	45.792				0	45.792
Otros pasivos no financieros.	AR \$	3.142		3.142	3.142				0	3.142
Otros pasivos no financieros.	COP \$	14.218	14.218		14.218				0	14.218
Pasivos financieros.	US \$	4.363.674			0	2.763.808	1.599.866		4.363.674	4.363.674
Pasivos financieros.	AR \$	662.846			0	662.846			662.846	662.846
Pasivos financieros.	COP \$	15.850.136			0	11.867.355	2.208.316	1.774.465	15.850.136	15.850.136
Otras cuentas por pagar	US \$	3.602.449			0	3.602.449			3.602.449	3.602.449
Otras cuentas por pagar	COP \$	136.291			0	136.291			136.291	136.291
Otras provisiones	US \$	5.121.066			0	4.999.397		121.669	5.121.066	5.121.066
Otras provisiones	AR \$	342.799			0	342.799			342.799	342.799
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	6.129.633			0			6.129.633	6.129.633	6.129.633
Pasivo por impuestos diferidos.	COP \$	207.447			0			207.447	207.447	207.447
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	688.717			0			688.717	688.717	688.717
Total pasivos en moneda extranjera		151.672.469	82.799.650	31.767.761	114.567.411	24.374.945	3.808.182	8.921.931	37.105.058	151.672.469

32.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

32.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

32.1.01.-	Nombre del Juicio:	“Yampara Ortiga y otros con Emelari y otros”
	Fecha:	1 de abril de 2011.
	Tribunal:	6° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	27343-2010.
	Materia:	Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
	Cuantía:	M\$ 808.900.
	Estado:	Etapas de prueba finalizadas con diligencias pendientes.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

32.1.02.-	Nombre del Juicio:	“Gajardo con Eliqsa”
	Fecha:	25 de julio de 2013.
	Tribunal:	1° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	2993-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
	Cuantía:	M\$ 210.000.
	Estado:	Etapas de prueba.
32.1.03.-	Nombre del Juicio:	“Cisternas con Eliqsa”
	Fecha:	14 de mayo de 2012.
	Tribunal:	3° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	5542-2012.
	Materia:	Querrela infraccional y demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 90.000.
	Estado:	Para fallo de primera instancia.
32.1.04.-	Nombre del Juicio:	“Contreras Lermenda Jorge Guillermo con Eliqsa”
	Fecha:	10 de abril de 2012.
	Tribunal:	3° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	1160-2012.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por accidente de tercero con cámara eléctrica en mal estado de propiedad de Eliqsa.
	Cuantía:	M\$ 306.000.
	Estado:	Etapas de prueba.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

32.1.05.-	Nombre del Juicio:	“Rivera con Elecda”.
	Fecha:	16 de octubre de 2009.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol:	4790-2009
	Materia:	Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008, y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con la línea energizada.



Cuantía: M\$ 200.000.
Estado: Con fecha 8 de octubre de 2013, se dictó sentencia definitiva rechazando la demanda en todas sus partes. Con fecha 6 de diciembre de 2013, la parte demandante interpuso recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.:

32.1.06.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Emelat"
Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol: 4281-2011
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Etapa de prueba.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

32.1.07.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución y Conafe con Fisco".
Fecha: 27 de diciembre de 2011.
Tribunal: 29° Juzgado de Letras de Santiago.
Rol: 36656-2011
Materia: Demanda de cobro de pesos por error administrativo. La deuda se origina por el error administrativo en la dictación del Decreto Supremo N° 125 de 2009 del Ministerio de Economía, que fijó precios de nudo, lo que significó una menor recaudación.
Cuantía: M\$ 687.300.
Estado: Por sentencia de fecha 31 de mayo de 2013, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 20 de junio de 2013, Conafe presentó un recurso de apelación que se encuentra pendiente de resolución.

32.1.08.- Nombre del Juicio: "Fisco con Conafe".
Fecha: 18 de diciembre de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de La Serena.
Rol: 4617-10
Materia: Cobro de pesos, basada en que el año 2005, la Dirección de Vialidad IV Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 90.237.
Estado: Con fecha 4 de diciembre de 2013 de 2013, la Corte Suprema rechazó el recurso de casación en el fondo, encontrándose pendiente el cumplimiento incidental de la sentencia definitiva.

32.1.09.- Nombre del Juicio: "Servicio Nacional del Consumidor con Conafe."
Fecha: 11 de abril de 2011.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras Civil de Viña del Mar.
Rol: 2134-2011
Materia: Demanda colectiva en defensa de interés de grupo de consumidores, basada en que durante 2010 se habría causado perjuicios patrimoniales con ocasión de

	Cuantía:	inconvenientes en proceso de facturación de Conafe. Indeterminada.
	Estado:	Con fecha 1 de diciembre de 2011, se declaró la inadmisibilidad de la acción, por encontrarse prescrita. Sernac presentó recursos de apelación y casación en contra de dicha resolución. Con fecha 26 de enero de 2012, la Corte de Apelaciones de Valparaíso declaró inadmisibles dichos recursos por improcedentes. Con fecha 13 de febrero de 2012, Sernac presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema. Con fecha 15 de junio de 2013, las partes de común acuerdo, solicitaron la aprobación de un avenimiento, el que fue aceptado por el tribunal con fecha 25 de junio de 2013. Se encuentra pendiente el cumplimiento de las obligaciones emanadas del avenimiento, lo que será posteriormente certificado por auditores independientes para finalmente proceder al archivo del expediente.
32.1.10.-	Nombre del Juicio:	“Aubert con Conafe”.
	Fecha:	10 de agosto de 2011.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Letras de la Ligua.
	Rol:	1382-2011
	Materia:	Indemnización por uso de instalaciones de propiedad de la demandante por parte de Conafe.
	Cuantía:	M\$ 478.000.
	Estado:	Con fecha 3 de mayo de 2013, sentencia de primera instancia rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 17 de mayo de 2013, demandante presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
32.1.11.-	Nombre del Juicio:	“Marcet con Conafe”.
	Fecha:	27 de septiembre de 2011.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
	Rol:	7509-2011
	Materia:	Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
	Cuantía:	M\$ 57.400.
	Estado:	Etapas de discusión.
32.1.12.-	Nombre del Juicio:	“Ahumada con Conafe”.
	Fecha:	8 de septiembre de 2011.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Viña del Mar.
	Rol:	7156-2011
	Materia:	Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
	Cuantía:	M\$ 190.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
32.1.13.-	Nombre del Juicio:	“Tapia con Conafe”.
	Fecha:	24 de enero de 2012.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de La Serena.
	Rol:	371-2012
	Materia:	Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el

	Cuantía:	demandante atribuye a caída de poste de Conafe. M\$ 118.508.
	Estado:	Con fecha 9 de abril de 2013, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 10 de abril de 2013, la demandante presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de La Serena el cual fue rechazado con fecha 22 de agosto de 2013. Posteriormente, con fecha 9 de septiembre de 2013, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente resolución por parte de la Corte Suprema.
32.1.14.-	Nombre del Juicio:	“Espinoza con Conafe”.
	Fecha:	30 de abril de 2012.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de La Ligua
	Rol:	434-2012
	Materia:	Indemnización de perjuicios provocados por aparente electrocución de caballo de propiedad del demandante que se atribuye a instalaciones de Conafe.
	Cuantía:	M\$ 59.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
32.1.15.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Conafe”.
	Fecha:	17 de abril de 2013.
	Tribunal:	3° Juzgado de Letras en lo Civil de Valparaíso.
	Rol:	3527-2012
	Materia:	Cobro de pesos basada en que en el año 2011, la Dirección de Vialidad V Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondía asumir.
	Cuantía:	M\$ 78.313.
	Estado:	Etapa de prueba.
32.1.16.-	Nombre del Juicio:	“Irazábal con Conafe”.
	Fecha:	27 de junio de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de La Serena.
	Rol:	611-2013
	Materia:	Indemnización de perjuicios provocados por fallecimiento en accidente eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 613.600.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.17.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Conafe”.
	Fecha:	2 de septiembre de 2013.
	Tribunal:	Tercer Juzgado de Letras en lo Civil de Valparaíso.
	Rol:	1940-2013
	Materia:	Cobro de pesos basada en que el año 2009, la Dirección de Vialidad V Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondía asumir.
	Cuantía:	M\$ 25.148.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.18.-	Nombre del Juicio:	“Ricardi con Conafe”.
	Fecha:	15 de julio de 2013.
	Tribunal:	Primer Juzgado de Letras de Coquimbo.
	Rol:	925-2013

- Materia: Indemnización de perjuicios provocados por lesiones en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 100.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 32.1.19.- Nombre del Juicio: “Aguirre con Conafe”.
Fecha: 28 de noviembre de 2013.
Tribunal: Segundo Juzgado de Letras de La Serena.
Rol: 3752-2013
Materia: Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Audiencia de contestación y prueba.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.:

- 32.1.20.- Nombre del Juicio: “Quera Palacios con Emelectric”
Fecha: 10 de diciembre de 2009.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 3905-2009
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico con resultado de muerte.
Cuantía: M\$ 2.300.000.
Estado: Con fecha 31 de enero de 2013, se dictó sentencia de primera instancia que condenó a Emelectric al pago de M\$ 350.000. Con fecha 22 de marzo de 2013, Emelectric presentó recurso de apelación. Adicionalmente, con fecha 25 de marzo de 2013, los demandantes presentaron recursos de apelación. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.
- 32.1.21.- Nombre del Juicio: “Agrícola Esmeralda con Emelectric”
Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 2353-2011
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 32.1.22.- Nombre del Juicio: “Rodríguez Vicuña con Emelectric”.
Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Melipilla.
Rol: 1583-2012
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.538.375
Estado: Etapa de discusión.
- 32.1.23.- Nombre del Juicio: “Cisternas con Emelectric”.
Fecha: 10 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 355-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.

	Cuantía:	M\$ 2.877.980.
	Estado:	Etapa de prueba.
32.1.24.-	Nombre del Juicio:	“Sucesión Gabriel Yañez con Emelectric”.
	Fecha:	5 de septiembre de 2012.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol:	506-2012
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 3.014.350.
	Estado:	Etapa de prueba.
32.1.25.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Agrícola Las Mercedes con Emelectric”.
	Fecha:	29 de noviembre de 2012.
	Tribunal:	Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
	Rol:	3184-2013
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 516.811.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.26.-	Nombre del Juicio:	“Municipalidad de El Monte con Emelectric”.
	Fecha:	13 de diciembre de 2012.
	Tribunal:	1° Juzgado de Letras de San Bernardo.
	Rol:	2642-2012
	Materia:	Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar, y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.27.-	Nombre del Juicio:	“Fuentes con Emelectric”.
	Fecha:	9 de enero de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Melipilla.
	Rol:	1856-2012
	Materia:	Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
	Cuantía:	M\$ 40.600.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.28.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Emelectric”.
	Fecha:	9 de julio de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol:	3701-2013
	Materia:	Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M\$ 71.956.
	Estado:	Período de discusión.
32.1.29.-	Nombre del Juicio:	“Castro con Emelectric”.
	Fecha:	18 de junio de 2013.
	Tribunal:	1° Juzgado de Letras de Santa Cruz.
	Rol:	615-2013
	Materia:	Reivindicación e indemnización de perjuicios por el

		emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
	Cuantía:	M\$ 65.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.30.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Emelectric”.
	Fecha:	7 de mayo de 2012
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	8723-2012
	Materia:	Demanda en juicio ordinario por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M\$ 121.616.
	Estado:	Período de discusión.
32.1.31.-	Nombre del Juicio:	“Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Ltda. con Emelectric”.
	Fecha:	14 de octubre de 2013
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Litueche.
	Rol:	59-2013
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 150.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.32.-	Nombre del Juicio:	“Aravena Aravena, Ana con Emelectric”.
	Fecha:	14 de noviembre de 2013
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol:	89-2013
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 222.125.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.33.-	Nombre del Juicio:	“Torres Correa, Paula y Otros con Emelectric”.
	Fecha:	25 de noviembre de 2013
	Tribunal:	15° Juzgado de Letras en lo Civil de Santiago.
	Rol:	1249-2013
	Materia:	Indemnización de perjuicios por fallecimiento por electrocución en red particular.
	Cuantía:	M\$ 400.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.34.-	Nombre del Juicio:	“Quiroz con Emelectric”.
	Fecha:	3 de diciembre de 2013
	Tribunal:	Juzgado Civil de Cauquenes.
	Rol:	559-2013
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 173.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.35.-	Nombre del Juicio:	“Neira con Emelectric”.
	Fecha:	6 de noviembre de 2013
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Santiago.

- Rol: 10952-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento por electrocución.
Cuantía: M\$ 500.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 32.1.36.- Nombre del Juicio: "Fisco con Emelectric".
Fecha: 16 de diciembre de 2013
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol: 8341-2013
Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 41.677.
Estado: Etapa de discusión.
- 32.1.37.- Nombre del Juicio: "Emelectric con Servicios de Frío Servifrío Lontué Limitada."
Fecha: 29 de abril de 2013
Tribunal: Juzgado de Letras en lo Civil de Molina.
Rol: 373-2013
Materia: Demanda de cobro de pesos por error en la facturación mensual.
Cuantía: M\$ 278.501.
Estado: Etapa de discusión.

CGE Distribución S.A.:

- 32.1.38.- Nombre del Juicio: "Miranda con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 1° Civil de Concepción.
Rol: 4385-2007
Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
Cuantía: M\$ 113.000.
Estado: A la fecha, no se ha dictado nueva sentencia de primera instancia.
- 32.1.39.- Nombre del Juicio: "Colil Almendra con CGE Distribución S.A."
Fecha: 7 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Coronel.
Rol: 72915-2010
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.
Cuantía: M\$ 57.200.
Estado: Con fecha 27 de agosto de 2013, se dicta sentencia de primera instancia que rechaza la demanda, la que se encuentra pendiente de notificación.
- 32.1.40.- 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: 209-2011
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$ 21.302.
Estado: Para fallo.

- 32.1.41.- Nombre del Juicio: "Montero con CGED."
Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol: 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: Período de discusión.
- 32.1.42.- Nombre del Juicio: "Servicio Nacional del Consumidor con CGE Distribución S.A.."
Fecha: 11 de mayo de 2011.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 7096-2011
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. Con fecha 15 de junio de 2013, las partes, de común acuerdo, solicitaron la aprobación de un avenimiento, el que fue aceptado por el tribunal con fecha 17 de junio de 2013. Se encuentra pendiente el cumplimiento de las obligaciones emanadas del avenimiento, lo que será posteriormente certificado por auditores independientes para finalmente proceder al archivo del expediente.
- 32.1.43.- Nombre del Juicio: "Ustovic con CGED."
Fecha: 4 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
Rol: 6-2013
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$ 33.878.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.44.- Nombre del Juicio: "Riquelme y Otro con CGED."
Fecha: 22 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó.
Rol: 2266-2011
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$ 33.400.
Estado: Con fecha 14 de noviembre de 2013, se declaró el abandono del procedimiento, lo que fue apelado por la demandante, estando pendiente su resolución.
- 32.1.45.- Nombre del Juicio: "Collinao con CGED."
Fecha: 10 de noviembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Pucón.
Rol: 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: Con fecha 3 de diciembre de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda, encontrándose dicha sentencia pendiente de notificación al demandante.
- 32.1.46.- Nombre del Juicio: "Díaz con CGED."
Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 16774-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.47.- Nombre del Juicio: "Sánchez con CGED."
Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17694-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 120.887.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.48.- Nombre del Juicio: "Restaurante Parrilladas a la Argentina con CGED."
Fecha: 7 de enero de 2013.
Tribunal: 10º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19056-2012
Materia: Indemnización de perjuicios por daños en artefactos eléctricos al reponer el servicio eléctrico.
Cuantía: M\$ 26.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.49.- Nombre del Juicio: "Guajardo con Lizama"
Fecha: 2 de agosto de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Buin.
Rol: 66-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 229.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.50.- Nombre del Juicio: "Sociedad El Ranchillo Uno Limitada con CGED"
Fecha: 2 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de María Pinto.
Rol: 623-1-2013.
Materia: Infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 22.530.
Estado: Etapa de prueba.
- 32.1.51.- Nombre del Juicio: "Moncada con CGED."
Fecha: 24 de julio de 2013.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 9386-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.

	Cuantía:	M\$ 526.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.52.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con CGED.”
	Fecha:	12 de noviembre de 2013.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	10037-2013.
	Materia:	Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M\$ 306.320.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.53.-	Nombre del Juicio:	“Ramirez Veloso Luis y otros con CGED.”
	Fecha:	25 de octubre de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Concepción.
	Rol:	0-867-2013.
	Materia:	Ordinario Laboral por despido injustificado.
	Cuantía:	M\$ 105.378.
	Estado:	Se realizará audiencia preparatoria el 13 de enero de 2014.
32.1.54.-	Nombre del Juicio:	“Edith Pizarro y otro con CGED.”
	Fecha:	23 de diciembre de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado de Policía Local de Rancagua.
	Rol:	138451-2013.
	Materia:	Querrela infraccional y demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 36.000.
	Estado:	Audiencia de contestación fijada para el 9 de enero de 2014.
32.1.55.-	Nombre del Juicio:	“Ulloa con CGED.”
	Fecha:	16 de diciembre de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol:	267-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios basada en caída de poste sobre vehículo demandante.
	Cuantía:	M\$ 100.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
32.1.56.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Municipalidad de Buin.”
	Fecha:	18 de enero de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Buin.
	Rol:	66-2013
	Materia:	Demanda cumplimiento de contrato de alumbrado público con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 1.227.291.
	Estado:	Etapa de prueba.
32.1.57.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Municipalidad de Buin.”
	Fecha:	18 de enero de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Buin.
	Rol:	67-2013
	Materia:	Demanda de cobro de pesos.
	Cuantía:	M\$ 601.332.
	Estado:	Etapa de prueba.

32.1.58.- Nombre del Juicio: "CGED con Sociedad El Ranchillo Uno Limitada."
Fecha: 9 de octubre de 2013.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de Santiago.
Rol: 18971-2013
Materia: Infracción a la Ley N° 19.983.
Cuantía: M\$ 64.221.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

32.1.59.- Nombre del Juicio: "Agrícola y Forestal Pillanco Ltda. con Emetal".
Fecha: 27 de marzo de 2012.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 832-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 435.843.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.60.- Nombre del Juicio: "Agrícola San José Ltda. con Emetal".
Fecha: 5 de abril de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 820-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 1.485.602.
Estado: Etapa de prueba finalizada, con diligencias pendientes.

32.1.61.- Nombre del Juicio: "Díaz con Emetal".
Fecha: 20 de abril de 2012.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 956-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 299.621.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.62.- Nombre del Juicio: "Andrade, José Miguel con EMETAL".
Fecha: 12 de marzo de 2012.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 503-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por electrocución de caballo.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.63.- Nombre del Juicio: "Maderera la Montaña con EMETAL".
Fecha: 6 de agosto de 2013.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 503-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato y uso de instalaciones particulares.
Cuantía: M\$ 145.000.
Estado: Etapa de discusión.



Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

32.1.64.- Nombre del Juicio: "Díaz con Edelmag".
Fecha: 20 de diciembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Punta Arenas.
Rol: 1699-2012
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 98.000.
Estado: Etapa de prueba.

Transnet S.A.:

32.1.65.- Nombre del Juicio: "Quidel con Transnet"
Fecha: 14 de junio de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol: 2978-2011
Materia: Reclamación de perjuicios eventualmente causados por instalaciones de propiedad de la demandada.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Con fecha 29 de octubre de 2013, se citó a las partes a oír sentencia.

32.1.66.- Nombre del Juicio: "CGE Transmisión con Eléctrica Panguipulli S.A."
Fecha: 13 de septiembre de 2007.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19483-2007
Materia: Cobro de peaje por uso de instalaciones de Transnet de conformidad al "Contrato de Peaje Básico"
Cuantía: Se demandó la suma de M\$ 645.027 y el pago de todos los peajes que se devenguen por el uso de las instalaciones de Transnet desde la presentación de la demanda. Por otro lado Panguipulli demandó reconventionalmente la suma de M\$ 2.278.116.
Estado: Con fecha 14 de octubre de 2011, se rechazaron la demanda principal y reconventional. Con fecha 28 de noviembre y 23 de diciembre de 2011, las partes demandada y demandante presentaron, respectivamente, recursos de apelaciones contra la sentencia referida ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Pendiente la resolución de los recursos señalados.

Inversiones y Gestión S.A.

32.1.67.- Nombre del Juicio: "Campaña y otros con Inmobiliaria General y Otro"
Fecha: 16 de enero de 2012.
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 39741-2011
Materia: Demanda colectiva fundada en la Ley General de Urbanismo y Construcciones por supuestos vicios de construcción.
Cuantía: Indeterminada. En el probatorio del juicio se deberán acreditar los daños, sólo se indica la cifra concreta de MUF 13.- por daño moral
Estado: Auto de prueba sin notificar.

32.1.68.- Nombre del Juicio: "IGSA con Felipe De Mussy".
Fecha: 19 de julio de 2012.
Tribunal: 18 º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 16574-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 136.218.
Estado: Con fecha 25 de julio de 2013, se acogió la demanda en todas sus partes. Con fecha 2 de diciembre de 2013, se certificó que dicha sentencia se encuentra ejecutoriada. SE encuentra pendiente el cumplimiento incidental del fallo.

Metrogas S.A.

32.1.69.- Nombre del Juicio: "Fisco de Chile con Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago
Rol: C-3275-2008
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas
Cuantía: M\$ 281.313.
Estado: Causa en Excma. Corte Suprema por recurso de casación interpuesto por el Fisco en contra de sentencia que rechaza demanda. Se fijó nueva fecha de audiencia de conciliación para llegar a un acuerdo para el 20 de marzo de 2014..

32.1.70.- Nombre del Juicio: "Fisco de Chile con Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago
Rol: C-34594-2009
Materia: Juicio ordinario cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas.
Cuantía: M\$ 701.202.
Estado: Causa en la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago por recurso de apelación interpuesto por Metrogas S.A. en contra de la sentencia que acoge demanda del Fisco. Pendiente colocación de la causa en tabla.

32.1.71.- Nombre del Juicio: "Fisco Chile con Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago
Rol: C-14669-2010
Materia: Juicio ordinario cobro de pesos – traslado instalaciones de gas.
Cuantía: M\$ 399.628.
Estado: Causa en la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago por recurso de apelación interpuesto por Metrogas en contra de la sentencia que acoge demanda del Fisco. Pendiente colocación de la causa en tabla.

32.1.72.- Nombre del Juicio: "Fisco de Chile con Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: 17º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: C-33538-2008
Materia: Juicio ordinario cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas.

	Cuantía:	M\$ 164.560.
	Estado:	Causa en la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago por recurso de apelación interpuesto por el Fisco en contra de la sentencia que rechazó la demanda. Pendiente colocación de la causa en tabla.
32.1.73.-	Nombre del Juicio:	“Transportadora de Gas del Norte S.A. c/Metrogas S.A.”
	Fecha:	
	Tribunal:	Juzgado Nacional Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal N° 5 República Argentina
	Rol:	7026-2011
	Materia:	Cumplimiento de Contrato.
	Cuantía:	MUS\$ 37.211
	Estado:	Pendiente resolución de recurso de apelación ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal, contra la resolución que denegó la acumulación del expediente con la acción declarativa.
32.1.74.-	Nombre del Juicio:	“Metrogas S.A. con Total Austral S.A. Wintershall Energía S.A. y Pan American LLC – Sucursal Argentina”
	Fecha:	
	Tribunal:	Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
	Rol:	19465/CA
	Materia:	Demanda por daños y perjuicios.
	Cuantía:	MUS\$ 241.476.
	Estado:	Se encuentra aprobada el Acta de Misión y pendiente de resolución la solicitud de incompetencia presentada por Pan American Energy LLC.
32.1.75.-	Nombre del Juicio:	“Pan American Energy LLC con Metrogas S.A.”
	Fecha:	
	Tribunal:	Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
	Rol:	19616/CA
	Materia:	Demanda por incumplimiento contractual más daños y perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Pan American Energy LLC presentó demanda arbitral en contra de Metrogas S.A. solicitando que toda controversia entre las partes se resuelva según el Acuerdo firmado en el año 2007. Asimismo, indica que Metrogas ha incurrido en presuntos incumplimientos contractuales por lo que solicita el reembolso de costos, costas, honorarios y demás gastos del presente arbitraje. Metrogas contestó demanda y la Corte designo como Arbitro del proceso al Presidente del Tribunal Arbitral del Arbitraje CCI N° 19465. La demandante recusó tal designación, cuestión que aún no ha sido fallada.

Gasco GLP S.A.

- 32.1.76.- Nombre del Juicio: "Hernández con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: ICA 6442-2011 (Rol 32254-2009)
Materia: Juicio ejecutivo obligatorio de dar.
Cuantía: M\$ 26.000.
Estado: Sentencia favorable a Gasco GLP. En apelación.
- 32.1.77.- Nombre del Juicio: "Verónica Altmann Brugmann con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 9562-2011
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 64.000.
Estado: Sentencia favorable a Gasco GLP S.A. En apelación.
- 32.1.78.- Nombre del Juicio: "Fentragas y Otros con Gasco S.A. y con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 2° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol: 0-4655-2012
Materia: Cobro prestaciones laborales.
Cuantía: M\$ 24.500.
Estado: Sentencia condenatoria de primera instancia. Pendiente resolución de recurso de nulidad.
- 32.1.79.- Nombre del Juicio: "Soto Moya, Gerardo con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 3939-2013
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 700.000.
Estado: Término probatorio finalizado.

Gas Sur S.A.

- 32.1.80.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de Concepción y Gas Sur S.A."
Fecha:
Tribunal: 1° y 2° Juzgado de Policía Local de Concepción.
Rol: 103-2010
Materia: Multas por rotura de calles.
Cuantía: M\$ 117.550.
Estado: Vista la causa en la Exma. Corte Suprema.

Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. S.A

- 32.1.81.- Nombre del Juicio: "Carlos Cañon Cujer y Otros con Unigas"
Fecha:
Tribunal: 1° Juzgado Circuito de Ibagué (T).
Rol:
Materia: Proceso por responsabilidad civil extracontractual.
Cuantía: M\$ 102.600.
Estado: Período probatorio.

32.2.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

- 32.2.01.- Con fecha 3 de febrero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 190 impuso a Elecda una multa ascendente a 66 UTA, por incumplimiento de índices de continuidad de suministro en el período diciembre de 2008 – noviembre de 2009. Elecda interpuso un recurso de reposición el 20 de febrero de 2012, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 32.2.02.- Con fecha 15 de julio de 2013, la Dirección Regional SEC Antofagasta (SEC), mediante Resolución Exenta N° 293 impuso a Elecda una multa ascendente a 500 UTM, por falta de mantenimiento derivada de la interrupción de suministro ocurrida con fecha 24 de diciembre de 2012. Con fecha 24 de julio de 2013, se interpuso recurso de reposición y en subsidio jerárquico. Con fecha 2 de agosto de 2013 se rechazó el recurso jerárquico. Finalmente, con fecha 24 de septiembre de 2013, se presentó un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta. Con fecha 21 de octubre de 2013, se rechazó el recurso.
- 32.2.03.- Con fecha 31 de julio de 2013, la Dirección Regional SEC Antofagasta (SEC), mediante Resolución Exenta N° 293 impuso a Elecda una multa ascendente a 500 UTM, por falta de mantenimiento derivada de la interrupción de suministro ocurrida con fecha 4 de diciembre de 2012 en la subestación Calama. Con fecha 9 de agosto de 2013, se interpuso recurso de reposición y en subsidio recurso jerárquico. Con fecha 13 de agosto de 2013, se rechazó el recurso de reposición. Con fecha 19 de noviembre de 2013, se interpuso reclamo de ilegalidad, en contra de la resolución indicada, ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 32.2.04.- Adicionalmente, existen 7 multas interpuestas por la Dirección Regional de Antofagasta de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que se encuentran actualmente en revisión por parte de la misma autoridad administrativa, por haber sido impugnadas. El monto total de estas multas alcanzan la suma de 1.950 UTM.
- 32.2.05.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02407, impuso una multa de 370 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo contra dicha resolución.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

- 32.2.06.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02407, impuso una multa de 14.370 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo contra dicha resolución.

CGE Distribución S.A.:

- 32.2.07.- Con fecha 26 de abril de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 638-2012, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 400 UTA, por incumplimiento de Resolución Exenta SEC N° 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 resolución exenta SEC N° 1370-11, 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° 13520-12. Actualmente se encuentra en etapa de discusión. Con fecha 8 de mayo de 2012 se interpuso reposición, la cual fue 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 bajo el Rol N° 4322-2012. El 2 de agosto de 2012, después del informe de la SEC, la Corte suspendió el procedimiento, por orden del Tribunal Constitucional, que está conociendo el requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad interpuesto por CGED respecto del artículo 15 de la Ley 18.410. Rechazado el requerimiento por el Tribunal Constitucional, se reanudó la tramitación de la causa el 7 de noviembre de 2013, suspendiéndose de común acuerdo por las partes el 20 de noviembre de 2013, hasta el 27 de diciembre, inclusive.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.:

32.2.08.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02407, impuso una multa de 26.210 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo contra dicha resolución.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.:

32.2.09.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02407, impuso una multa de 2.520 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo contra dicha resolución.

Transnet S.A.:

32.2.10.- Con fecha 16 de enero de 2009, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 84-2009, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 50 UTA, por la presunta responsabilidad en la falla que afectó a la línea de 154 KV. Charrúa-Los Angeles-Santa Fe el día 10 de febrero de 2007, afectando los consumos suministrados desde una serie de subestaciones. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición el 2 de febrero de 2009, cuya resolución por parte de la referida Superintendencia se encuentra a la fecha pendiente.

32.2.11.- Con fecha 12 de septiembre de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 158 - Bio Bio, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 800 UTM, por un presunto incumplimiento de su obligación de mantener en buen estado sus instalaciones, en relación con la operación de una protección de la Subestación Curanilahue, con ocasión de una falla en el tramo de línea de 66 Kv. Tres Pinos – Lebu, de fecha 17 de noviembre de 2011. Con fecha 8 de octubre de 2012, se presentó reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la que se encuentra pendiente de resolución.

32.2.12.- Con fecha 21 de diciembre de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 2463, aplicó a Transnet S.A. una sanción de multa ascendente a 150 UTA, por un presunto incumplimiento de su obligación de mantener en buen estado sus instalaciones, en relación con el

racionamiento de cargas dispuesto por CDEC-SIC el 13 de diciembre de 2011, debido a la limitación térmica de la Línea de 154 KV Itahue – Parral y que dio lugar a pérdidas de consumos. Con fecha 11 de enero de 2013, se presentó reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la que fue rechazada. Con fecha 2 de abril de 2013, Transnet S.A. interpuso reclamo de ilegalidad contra las dos resoluciones citadas, el que se encuentra pendiente de resolución ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

- 32.2.13.- Con fecha 13 de febrero de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 318, aplicó a Transnet S.A. una sanción de multa ascendente a 200 UTA, por un presunto incumplimiento de su obligación de mantener en buen estado sus instalaciones, en relación con el retraso en los trabajos de recuperación del servicio de la Línea de 110 KV Cardones – Copiapó, luego de la falla ocurrida el 29 de abril de 2012. Con fecha 28 de febrero de 2013, se presentó reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la que fue rechazada por Resolución Exenta N° 1569, de fecha 12 de julio de 2013. SE interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 30 de julio de 2013, encontrándose pendiente de resolución.

Transemel S.A.:

- 32.2.14.- Con fecha 31 de mayo de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 1345-2013, aplicó a Transemel una sanción ascendente a 2.400 UTM, por una supuesta infracción al deber legal mantención de sus instalaciones, en relación con falla ocurrida en la subestación Cóndores el 9 de abril de 2012. En contra de dicha resolución, se presentó un recurso de reposición con fecha 14 de junio de 2013, el que fue rechazado mediante Resolución Exenta SEC N° 1512, de 2 de julio de 2013. Con fecha 10 de julio de 2013, se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la que fue rechazada por sentencia de fecha 6 de noviembre de 2013. Contra esa sentencia se interpuso apelación el 18 de noviembre de 2013, encontrándose pendiente a la fecha la resolución de admisibilidad de esa apelación.

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

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

- 32.3.01.- Con fecha 26 de enero de 2012, Emelari fue notificada del ordinario N° 743, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 20 de noviembre de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emelari 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuando la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 28 de mayo de 2013 rechazó el recurso de protección referido. Con fecha 3 de junio de 2013, se presentó un recurso de apelación, el que fue rechazado por sentencia del 5 de septiembre de 2013.
- 32.3.02.- Con fecha 03 de agosto de 2012, Emelari fue notificada del ordinario N° 7.409, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de

suministro de fecha 19 de junio de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1501, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago el que fue rechazado con fecha 9 de enero de 2013. Esta sentencia fue confirmada por la Corte Suprema por resolución de fecha 12 de marzo de 2013.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

- 32.3.03.- Con fecha 02 de agosto de 2012, Eliqsa fue notificada del ordinario N° 7.409, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 19 de junio de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1501. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago el que fue rechazado con fecha 9 de enero de 2013. Esta sentencia fue confirmada por la Corte Suprema por resolución de fecha 12 de marzo de 2013.
- 32.3.04.- Con fecha 15 de noviembre de 2012, Eliqsa recibió el oficio ordinario N° 10.516 de 9 de noviembre de 2012 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones por la interrupción del suministro ocurrida el 11 de mayo de 2011.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

- 32.3.05.- Con fecha 20 de enero de 2012, Elecda fue notificada del ordinario N° 745, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 27 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Elecda 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuando de esta forma la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte referida rechazó el recurso de protección por sentencia del 28 de mayo de 2013. Con fecha 3 de junio de 2013, se presentó de apelación, el que fue rechazado por la Corte Suprema.
- 32.3.06.- Con fecha 31 de julio de 2012, Elecda fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 03 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1.503, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012, fue presentado reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado con fecha 3 de enero de 2013. Con fecha 16 de enero de 2013, se presentó recurso de casación en la forma y apelación en subsidio, el cual se encuentra pendiente de resolución en la Corte Suprema.
- 32.3.07.- Con fecha 03 de agosto de 2012, Elecda fue notificada del ordinario N° 7.409, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 19 de junio de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1.501, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012, se presentó

reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 9 de enero de 2013. La Corte Suprema confirmó esta resolución por sentencia del 12 de marzo de 2013.

- 32.3.08.- Con fecha 16 de noviembre de 2012 Elecda recibió el oficio ordinario N° 10.515 y 10.516 ambas de 9 de noviembre de 2012, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones por las interrupciones del suministro ocurridas el 3 y 5 de diciembre de 2011 y 16 de enero de 2012, el primero de ellos y por la interrupción del 11 de mayo de 2011, el segundo.

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.

- 32.3.09.- Con fecha 20 de enero de 2012, Emelat fue notificada del ordinario N° 745, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 27 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emelat 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 16 B de la Ley N° 18.410. Por sentencia que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuándose con la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 28 de mayo de 2013, la referida Corte rechazó el recurso de protección, presentándose con fecha 3 de junio de 2013, recurso de apelación que fue rechazado por sentencia del 5 de septiembre de 2013 en la Corte Suprema.

- 32.3.10.- Con fecha 30 de julio de 2012, Emelat fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 03 de febrero de 2012. Contra esta resolución se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de este reclamo se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional fue rechazado por fallo del 28 de noviembre de 2013. El procedimiento en la Corte de Apelaciones sigue su curso, encontrándose aún pendiente.

- 32.3.11.- Con fecha 12 de noviembre de 2012, Emelat fue notificada del oficio circular N° 10.162 de 23 de octubre de 2012 por el cual la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos al apagón ocurrido en el Sistema Interconectado Central el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución se dedujo recurso de protección, el que fue rechazado por la Corte de Apelaciones de Santiago, por sentencia del 20 de diciembre de 2012. Esta sentencia fue confirmada por la Corte Suprema por fallo del 24 de enero de 2013.

Energía del Limarí S.A.

- 32.3.12.- Con fecha 2 de agosto de 2012, Enelsa fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 03 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue rechazado. El 03 de octubre de 2012 se presentó reclamo de

ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado por sentencia del 29 de agosto de 2013. Se presentó apelación para ante la Corte Suprema, la fue concedida y se encuentra pendiente de resolución.

32.3.13.- Con fecha 12 de noviembre de 2012, Enelsa fue notificada del oficio circular N° 10.162 de 23 de octubre de 2012 por el cual la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos al apagón ocurrido en el Sistema Interconectado Central el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución se dedujo recurso de protección, el que fue rechazado por la Corte de Apelaciones de Santiago, por sentencia del 20 de diciembre de 2012. Esta sentencia fue confirmada por la Corte Suprema mediante fallo de fecha 24 de enero de 2013.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

32.3.14.- Con fecha 20 de enero de 2012, Conafe fue notificada del ordinario N° 745, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 27 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Conafe 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado por sentencia de fecha 4 de abril de 2013, declarándose con pleno valor normativo el precepto impugnado, continuando de esta forma, la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el referido recurso de protección con fecha 28 de mayo de 2013, presentándose con fecha 3 de junio de 2013, un recurso de apelación. La Corte Suprema confirmó el fallo de primera instancia del 5 de septiembre de 2013.

32.3.15.- Con fecha 30 de julio de 2012, Conafe fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fecha 03 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue rechazado. El 03 de octubre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de este reclamo se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional fue rechazado por fallo del 28 de noviembre de 2013. El procedimiento en la Corte de Apelaciones continúa en curso.

32.3.16.- Con fecha 19 de octubre de 2012, Conafe fue notificada del ordinario N° 9.896, 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 reposición 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 16 B 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 fue rechazado



por el Tribunal Constitucional por sentencia del 12 de septiembre de 2013, continuando la tramitación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.

- 32.3.17.- Con fecha 20 de enero de 2012, Emelectric fue notificada de los ordinarios N° 744 y 745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 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, Emelectric 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuándose la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección, encontrándose actualmente en estado de apelación ante la Corte Suprema.
- 32.3.18.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emelectric fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por 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° 1.502. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado por resolución del 18 de diciembre de 2012. Contra esta sentencia se interpondrá recurso de casación en la forma y apelación en subsidio para ante la Corte Suprema, las cuales fueron declaradas inadmisibles.
- 32.3.19.- Con fecha 19 de octubre de 2012, Emelectric fue notificada del ordinario N° 9.896, 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 un 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 16 B 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013. De esta forma continua la tramitación de los recursos en la Corte de Apelaciones, los que aún se encuentran pendientes.

CGE Distribución S.A.

- 32.3.20.- Con fecha 16 de enero de 2012, CGE Distribución fue notificada de los ordinarios N° 744 y 745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, CGE Distribución 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue

rechazado por sentencia de fecha 4 de abril de 2013, declarándose con pleno valor normativo el precepto impugnado, continuando, de esta forma, la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección con fecha 28 de mayo de 2013, presentándose un recurso de apelación con fecha 3 de junio de 2013, el que fue rechazado por la Corte Suprema con fecha 5 de septiembre de 2013.

- 32.3.21.- Con fecha 31 de julio de 2012, CGE Distribución fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por 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° 1.502. 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 para ante la Corte Suprema, los cuales fueron declarados inadmisibles.
- 32.3.22.- Con fecha 19 de octubre de 2012, CGE Distribución fue notificada del ordinario N° 9.896, 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 un 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 cual 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 16 B 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013. De esta forma continua el trámite en la Corte de Apelaciones.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

- 32.3.23.- Con fecha 16 de enero de 2012, Emetal fue notificada de los ordinarios N° 744 y 745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emetal 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 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, declarándose con pleno valor normativo el precepto impugnado, continuando de esta forma, la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección con fecha 28 de mayo de 2013, siendo apelada con fecha 3 de junio de 2013, encontrándose pendiente de resolución en la Corte Suprema
- 32.3.24.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emetal fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales se ordenó 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° 1.502, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. 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 interpuso recurso de casación en la forma y apelación en subsidio para ante la Corte Suprema, los cuales fueron declarados inadmisibles.

32.3.25.- Con fecha 19 de octubre de 2012, Emetal fue notificada del ordinario N° 9.896, 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 un 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 16 B 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013, dejándose sin efecto la suspensión y continuando el trámite de los reclamos en la Corte de Apelaciones.

32.4.- Sanciones.

32.4.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

El Grupo CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

32.4.2.- De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 32.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

32.5.- Restricciones.

La Compañía General de Electricidad 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:

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< 0 = 1,8 veces	1,22 veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,5 veces	0,73 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	2,74 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 52.930.320	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°469	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	19,55 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°470	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	101,13 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	48,88 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	16,29 Veces	Trimestral	Bonos

Las Subsidiarias que se encuentran en la consolidación poseen para sus endeudamientos compromisos de covenants similares, de práctica normal en el mercado.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 el Grupo CGE se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

33.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Compañía General de Electricidad S.A.

33.1.1.- Aval de CGE a Energía San Juan S.A.

Por escritura pública de fecha 14 de abril de 2005, otorgada en la Notaría de Santiago de don Gonzalo De La Cuadra Fabres, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su subsidiaria Energía San Juan S.A., a favor del Santander Benelux S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de Bélgica, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el Contrato de Préstamo o "Loan Agreement", suscrito el 12 de abril de 2005 entre Energía San Juan S.A. y Santander Benelux S.A. y que asciende a un monto de capital de MUS\$ 9.200 con vencimiento el 17 de abril de 2014. Con fecha 13 de agosto de 2012, el crédito referido fue cedido por Santander Benelux S.A. al Banco Santander S.A. (España). Posteriormente, con fecha 12 de abril de



2013, el Banco Santander S.A. (España) cedió dicho crédito a Banco Santander Chile S.A., al cual se le pagaron MUS\$ 9.000, ascendiendo el monto adeudado a MUS\$ 259.

33.1.2.- Aval de CGE a Enerplus S.A.

Con fecha 31 de enero de 2013, Enerplus S.A. filial de Compañía General de Electricidad S.A., suscribió un contrato de línea de operaciones de crédito destinadas a cubrir eventuales pagos de boletas de garantías y fianza y codeuda solidaria, un pagaré y una solicitud de boleta de garantía con el Banco Santander por la suma de 48.212 unidades de fomento, con vencimiento al 11 de marzo de 2014, a favor del Ministerio de Obras Públicas – Dirección General de Aguas, para garantizar a esta última el abandono anticipado durante la construcción de las obras de la Central Ñuble.

La emisión de esta boleta y la operación crediticia contingente que la respalda, fue garantizada con el aval, fianza y codeuda solidaria de Compañía General de Electricidad S.A., en la misma fecha de la referida boleta. Es relevante destacar que el citado aval, fianza y codeuda solidaria está en proceso de cancelación y alzamiento por cuanto la boleta de garantía mencionada está en proceso de reemplazo en la Dirección General de Aguas por Hidroeléctrica Ñuble SPA, nuevo titular de los activos correspondientes a la Central Ñuble.

33.1.3.- Aval de CGE a International Financial Investments S.A.

Por escritura pública de fecha 15 de abril de 2013, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de International Financial Investments S.A., a favor del Banco Itaú Argentina S.A. con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el préstamo y pagaré suscrito entre International Financial Investments S.A. y Banco Itaú Argentina S.A., cuyo monto adeudado a esta fecha asciende a AR\$ 36.800.000 con vencimiento el 15 de abril de 2014.

33.1.4.- Boleta de garantía de CGE a favor de Empresa Eléctrica Puntilla S.A.

Con fecha 2 de octubre de 2013, Compañía General de Electricidad S.A. obtuvo la boleta de Garantía N°5533422 de Banco Santander a favor de Empresa Eléctrica La Puntilla S.A. por UF 50.848,02, emitida en la misma fecha con vigencia hasta el 29 de julio de 2014. Esta boleta de garantía fue tomada en virtud del contrato de compraventa celebrado con fecha 2 de octubre de 2013, según da cuenta la escritura pública otorgada en la misma fecha en la notaría de Santiago de doña Nancy de la Fuente Hernández, por medio del cual Compañía General de Electricidad S.A. vendió a Eléctrica Puntilla S.A. los derechos de aprovechamiento de aguas que poseía en el río Teno. Dicha boleta de garantía quedó retenida en la Notaría bajo instrucciones de ser entregada a CGE al momento de cumplirse con la obtención a nombre del comprador de las inscripciones en el Conservador de Bienes Raíces pertinente, de los derechos de aguas antes referidos.

33.1.5.- Aval de CGE de operaciones crediticias en la emisión de Boletas de Garantía tomadas por Enerplus a favor de Empresa Eléctrica Puntilla S.A.

Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó como avalista, fiadora y codeudora solidaria de las operaciones crediticias que respaldan la emisión de las siguientes boletas de garantía emitidas por el Banco Santander Chile, tomadas por su filial Enerplus S.A.: a) Boleta de Garantía N°B5533440 a favor de Empresa Eléctrica La Puntilla S.A. por UF 9.402,2, emitida el 2 de octubre de 2013 con vigencia hasta el 29 de julio de 2014, b)



Boleta de Garantía N°B5533439 a favor de Empresa Eléctrica La Puntilla S.A. por UF 188.267,08, emitida el 2 de octubre de 2013 con vigencia hasta el 29 de julio de 2014, c) Boleta de Garantía N°B5533438 a favor de Empresa Eléctrica La Puntilla S.A. por UF 92.435,45, emitida el 2 de octubre de 2013 con vigencia hasta el 29 de julio de 2014 y d) Boleta de Garantía N°B5533436 a favor de Empresa Eléctrica La Puntilla S.A. por UF 51.552,8, emitida el 2 de octubre de 2013 con vigencia hasta el 29 de julio de 2014. Estas boletas de garantía fueron tomadas en virtud de los contratos de compraventa celebrados con fecha 2 de octubre de 2013, según dan cuenta las escrituras públicas otorgadas en la misma fecha en la notaría de Santiago de doña Nancy de la Fuente Hernández, por medio de los cuales Enerplus S.A. vendió a Eléctrica Puntilla S.A. los activos asociados a su carpeta de proyectos de generación de electricidad. Las citadas boletas de garantía quedaron retenidas en la Notaría bajo instrucciones de ser entregadas a Enerplus S.A. una vez que se acredite la obtención a nombre del comprador de las inscripciones pertinentes de los bienes raíces, derechos de aguas y concesiones mineras involucradas en la venta, en los registros de los Conservadores de Bienes Raíces competentes, de tal forma obtener a su vez la cancelación y el alzamiento del aval y codeuda solidaria otorgada por la Sociedad.

33.1.6.- Con fecha 2 de octubre de 2013, CGE se constituyó en codeudora solidaria en favor de Eléctrica Puntilla S.A., de todas y cada una de las obligaciones que emanan o derivan para su filial Enerplus S.A. de los siguientes contratos y su ejecución:

- a) Contrato de compraventa celebrado con fecha 2 de octubre de 2013, según da cuenta la escritura pública otorgada en la notaría de Santiago de doña Nancy de la Fuente Hernández, por medio del cual la filial Enerplus S.A. vendió a Hidroeléctrica Ñuble Spa los activos asociados al proyecto de la Central Ñuble. La responsabilidad derivada de la falta de suficiencia, exactitud y veracidad de las declaraciones y garantías que las partes realizaron de conformidad a dicho contrato, será exigible por un período máximo de 14 meses a contar del día 2 de octubre de 2013.
- b) Contrato de compraventa celebrado con fecha 2 de octubre de 2013, según da cuenta la escritura pública otorgada en la notaría de Santiago de doña Nancy de la Fuente Hernández, por medio del cual Enerplus S.A. vendió a Eléctrica Puntilla S.A. los activos asociados a su carpeta de los demás proyectos de generación de electricidad. La responsabilidad derivada de la falta de suficiencia, exactitud y veracidad de las declaraciones y garantías que las partes realizaron de conformidad a dicho contrato, será exigible por un período de 8 meses a contar del día 2 de octubre de 2013.

Gasco S.A.

33.1.7.- Garantías a Innergy Soluciones Energéticas S.A.

Con fecha 2 de febrero de 1998, Gasco S.A. en su calidad de accionista de la sociedad denominada SGN Marketing S.A., hoy Innergy Soluciones Energéticas S.A., constituyó fianza para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A., con YPF S.A., en virtud del Contrato de Suministro de Gas Natural. Dicha garantía se encuentra limitada al monto de participación accionaria de Gasco S.A. en dicha sociedad, esto es al 30%.

33.1.8.- Aval de Gasco S.A. a Gas Sur S.A.

Gasco S.A. se encuentra avalando las obligaciones que la Sociedad subsidiaria Gas Sur S.A. asumió en marzo de 2004 modificada por escrituras públicas de fechas 30 de enero



de 2006 y 6 de febrero de 2008, con Banco de Crédito e Inversiones y Banco Estado de Chile por la suma de MUF 1.250, al 31 de diciembre de 2013, la deuda vigente asciende a MUF 125. La porción del crédito vigente asumida con el Banco de Crédito e Inversiones por MUF 50 cuenta con el aval de Gasco S.A.

Gasco S.A. se encuentra avalando las obligaciones que la Sociedad Subsidiaria Gas Sur S.A. asumió en noviembre de 2009 como deudora de Banco Estado, en virtud de la reestructuración de la deuda de corto plazo, mediante un crédito bancario de 5 años plazo, por un monto de M\$ 5.000.000.

Con fecha 1 de diciembre de 2011 Gasco S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a SCOTIABANK CHILE, el cumplimiento de obligaciones por la suma de M\$ 8.526.801.

Con fecha 29 de diciembre de 2011 Gasco S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a BBVA CHILE, el cumplimiento de obligaciones por la suma de M\$ 6.500.000.

Metrogas S.A.

33.1.9.- Cartas de crédito "Stand By" Metrogas S.A. con BG LNG TRADING LLC.

Al 30 de diciembre de 2013, Metrogas S.A. mantiene vigentes cinco cartas de crédito "Stand By" a beneficio de BG LNG TRADING LLC (Beneficiary), dichas cartas de crédito garantizan el pago de gas según contrato de suministro suscrito con BG LNG TRADING.

- Con fecha de emisión 3 de diciembre de 2012 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2014.
- Con fecha de emisión 11 de noviembre de 2013 por MUS\$ 19.822 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2014.
- Con fecha de emisión 2 de diciembre de 2013 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2014.
- Con fecha de emisión 2 de diciembre de 2013 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2015.
- Con fecha de emisión 12 de diciembre de 2013 por MUS\$ 56.267 a través del Banco Estado con vencimiento el 2 de marzo de 2014.

33.1.10.- Acciones GNL Quintero S.A. con Banco Santander.

Metrogas S.A. ha entregado en garantía sus acciones de GNL Quintero S.A. (20% de la propiedad), las cuales se encuentran prendadas con Banco Santander (Agente de garantía), para el crédito sindicado solicitado para el financiamiento de la construcción de la planta de regasificación.



34.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal del Grupo CGE es la siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2013				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	19	132	22	173	165
CGE Distribución S.A.	19	363	611	993	1.056
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	2	206	97	305	360
CGE Magallanes S.A.	13	76	102	191	193
Emel Atacama S.A.	0	127	7	134	134
Emel Norte S.A.	5	619		624	524
CGE Argentina S.A.	28	239		267	268
Transnet S.A.	14	213	22	249	250
Gasco S.A.	88	990	1.665	2.743	2.780
Tecnet S.A.	8	796	113	917	912
Comercial y Logística General S.A.	3	34	44	81	83
Transformadores Tusan S.A.	6	71	223	300	300
Inversiones y Gestión S.A.	5	10	46	61	61
Sociedad de Computación Binaria S.A.	3	145	1	149	156
Novanet S.A.	2	134	72	208	226
Total	215	4.155	3.025	7.395	7.469

Subsidiaria / área	31-12-2012				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	19	111	23	153	150
CGE Distribución S.A.	18	394	717	1.129	1.164
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	13	244	101	358	381
CGE Magallanes S.A.	13	82	101	196	194
Emel Atacama S.A.	3	114	0	117	125
Emel Norte S.A.	12	527	0	539	543
CGE Argentina S.A.	29	247	0	276	276
Transnet S.A.	15	210	23	248	246
Gasco S.A.	102	1.042	1.551	2.695	2.700
Tecnet S.A.	8	959	123	1.090	1.090
Comercial y Logística General S.A.	3	40	45	88	109
Transformadores Tusan S.A.	12	128	247	387	381
Inversiones y Gestión S.A.	4	20	8	32	20
Sociedad de Computación Binaria S.A.	7	149	33	189	231
Novanet S.A.	15	184	93	292	303
Total	273	4.451	3.065	7.789	7.913

35.- MEDIO AMBIENTE

CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresas Emel S.A., a través de sus subsidiarias Emelari S.A., Eliqsa S.A., Elecda S.A., Emelat S.A., Emelectric S.A. y Emetal S.A., CGE Magallanes S.A., a través de su subsidiaria Edelmag S.A., participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen 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, estas empresas han 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.

Transnet S.A. y Transemel S.A., acorde con las políticas medioambientales desarrollan y mantienen sistemas de gestión ambiental que les permite mejorar en forma sostenida su desempeño en esta materia, con el objetivo de desarrollar su actividad de manera eficiente y limpia. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión, cada proyecto es evaluado de acuerdo a la normativa legal vigente, presentando las declaraciones y/o estudios de impacto ambiental que correspondan, al servicio respectivo. Dichos estudios son preparados por estas compañías, dando así, cumplimiento a la normativa vigente. A su vez, ambas empresas también suscribieron el acuerdo de medir su huella de carbono, y hacer gestión sobre ella.

Gasco S.A., así como cada una de sus subsidiarias, cumplen con la normativa y legislación ambiental establecida para las empresas que operan en el sector de energía, particularmente en la industria del gas. Así, este compromiso con el medio ambiente a lo largo de su historia se ha traducido en acciones como mejoramiento continuo de sus procesos de fabricación de gas de ciudad, utilización comercial de biogás proveniente de basurales, una interconexiones gasíferas con Argentina y la construcción de un terminal marítimo modelo para la importación de gas licuado al país en la Bahía de Quintero, a través del cual importa gas licuado con los estándares correspondientes.

Por otro lado, Gasco S.A. y sus subsidiarias se encuentran haciendo importantes esfuerzos técnicos, comerciales y comunicacionales de modo de masificar en Chile el uso de gas como combustible vehicular y marino. A nivel mundial, el gas licuado es utilizado con éxito en 10 millones de vehículos, mientras que el gas natural comprimido (GNC) es usado en 5 millones de vehículos. Su uso como combustible trae consigo grandes beneficios ambientales tanto en emisiones reguladas (CO, NOx, material particulado) como en las no reguladas (benceno, tolueno, xileno, aldehídos, etc.), en relación a los combustibles tradicionales que desplaza.

Respecto a la subsidiaria Metrogas S.A., esta se encuentra desarrollando el Biogás en Chile. Este proyecto tiene un carácter emblemático en el ámbito del aprovechamiento de las energías renovables no convencionales. Entre los principales beneficios destacan el aumento de la eficiencia energética, dado que se está aprovechando energía (calor), que antes simplemente se quemaba, para desplazar el uso de combustibles fósiles que actualmente se requieren para producir Gas de Ciudad – aproximadamente 500.000 MMBtu. Lo anterior supone una reducción de gases de efecto invernadero (GEI) de aproximadamente 22.300 Ton de CO₂eq anuales. Se reducirán también las emisiones asociadas de Material Particulado y NOx, y de azufre.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012:



Al 31 de diciembre de 2013.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Huella de Carbono 2011	Asesoría en estimación Huella de Carbono por Producto, período 2011	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.247	03-09-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación de emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo N°138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.371	19-06-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones emisiones de ruido y calidad de aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales N°286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; N°052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y N°144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	13.599	13-12-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	11.795	31-12-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídico - Ambiental	Asesoría mensual en regulaciones ambientales.	Gasto	Asesoría medio ambiente	150	10-12-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Angol	6.211	17-01-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	158	01-01-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerofíticas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	87	01-01-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	2.031	01-03-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.613	01-02-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.985	01-01-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.505	01-02-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión Ambiental Construcción	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.506	01-03-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.660	01-03-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	10.156	01-01-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	996	01-01-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	3.881	01-02-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	276	01-03-2013
Transnet S.A.	Terceras pistas plaza de peaje	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LT Rancagua - Paine	1.632	01-03-2013
Transnet S.A.	Gastos generales	Entrega de árboles día del medio ambiente	Gasto	Comunicaciones	481	01-06-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Angol	1.421	01-06-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Fotomontaje DIA	Activo	LT Arranque Maule	638	01-06-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque Maule	15.500	01-06-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	731	01-06-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	3.927	01-04-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	2.218	01-05-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	720	01-06-2013
Transnet S.A.	Construcción Patio de Maniobras S/E Tres Pinos	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	SE Tres Pinos	720	01-05-2013



Al 31 de diciembre de 2013.(Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	2.220	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.138	01-05-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.066	01-06-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	18.206	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.264	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.048	01-06-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.999	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Monitoreo de impactos socioculturales	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.798	01-04-2013
Transnet S.A.	S/E Mariscal	Arborización	Activo	SE Mariscal	2.607	01-04-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Reforestación	Activo	LT San Fabián Ancoa	6.926	01-07-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	57.490	01-07-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Prospección Arqueológica	Activo	LT San Fabián Ancoa	323	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.475	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.628	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.535	01-08-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	471	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.196	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Carga de compromisos ambientales SMA	Activo	LT Loncoche Villarrica	720	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Carga de compromisos ambientales SMA	Activo	SE Fátima	720	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Tramitación DIA	Activo	SE Angol	887	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Tramitación DIA	Activo	SE Angol	1.421	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.402	01-09-2013
Transnet S.A.	S/E Monterrico	Arborización	Activo	S/E Monterrico	1.978	01-09-2013
Transnet S.A.	Conexión Viñales	Reforestación	Gasto	SE Constitución	1.478	01-07-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Tramitación DIA	Activo	LT Arranque Maule	15.500	01-08-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Aspectos comunitarios	Activo	LT Arranque Maule	5.135	01-10-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Aspectos comunitarios	Activo	LT Arranque Maule	6.657	01-12-2013
Transnet S.A.	Conexión Eléctrica Papelera Talagante (CMPC)	Arborización	Activo	LT Isla de Maipo- CMPC	8.000	01-12-2013
Transnet S.A.	Política de relacionamiento Comunitario	Elaboración de política y procedimiento	Gasto	Política de relacionamiento Comunitario	8.000	01-12-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Rescate de reptiles	Activo	LLT y SSEE Copayapu Galleguillos	2.004	01-10-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Tramitación DIA	Activo	LLT y SSEE Copayapu Galleguillos	6.000	01-12-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	693	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.000	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.000	01-12-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación	Activo	LT Loncoche Villarrica	18.391	01-10-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	740	01-10-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.480	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Planes de apoyo local comunidades indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.076	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Planes de apoyo local comunidades indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	15.093	01-08-2013
Transnet S.A.	LT Horcones - Tres Pinos	Tramitación DIA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	30.000	01-12-2013



Al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT Horcones - Tres Pinos	Aspectos comunitarios	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.500	01-11-2013
Transnet S.A.	S/E Monterrico	Arborización	Activo	S/E Monterrico	120	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	2.272	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	6.165	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Pago de indemnización a propietarios Cauquenes	Activo	LT San Fabián Ancoa	12.460	01-10-2013
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Cambio de Uso de Suelo	Activo	SE Duqueco	4.240	01-10-2013
Transnet S.A.	LT Santa Marta - Padre Hurtado	Arborización	Activo	S/E Padre Hurtado	10.651	01-11-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerofíticas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	1.980	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Plan Apoyo Local (Engage)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	4.747	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Plan Apoyo Local (Engage)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.745	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Ctto. Reforestación El Llaverío	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	18.391	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Ctto. Reforestación El Llaverío	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	4.598	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Actualización vegetación Nitrihuala	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	740	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Elaboración PMF Los Parques Quilamarí	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	1.575	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Elaboración PMF 3,32 ha Los Parques	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.326	01-10-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Gestión de asuntos indígenas	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.069	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Gestión de asuntos indígenas	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.423	01-12-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	132	01-11-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	132	01-12-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	106	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría Comunidades AMEC N°1	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	5.135	01-11-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría especialista salud- presentació	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	1.500	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría Comunidades AMEC N°2	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	5.459	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría especialista salud	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	9.200	01-12-2013
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Arborización P.Hurtado (90%) _K. Damianovic	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	4.251	01-12-2013
Transnet S.A.	Servicios SE Hualte	DIA SE Hualte	Activo	Servicios SE Hualte	3.750	01-12-2013



Al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Negociación Reserva de Predios	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.580	01-11-2013
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Tramitación Cambio Uso de Suelo	Activo	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	4.240	01-11-2013
Metrogas S.A.	Material Particulado VIII Región	Asesoría Revisión Material Particulado	gasto	Definir y revisar normativa aplicable y perspectivas regulatorias	5.919	30-06-2013
Metrogas S.A.	Juntos Medimos la Huella 1 y 2	Medición Huella de Carbono en colegios de la RM	gasto	Medición Huella de Carbono 180 colegios	27.000	31-12-2013
Metrogas S.A.	Campaña Cambia	Cambia es natural	gasto	Difusión web, prensa, radio, otros.	116.048	31-12-2013
Metrogas S.A.	Neutralización Maratón de Santiago	Neutralizar Producción maratón de Santiago	gasto	Neutralización maratón	411	01-03-2013
Metrogas S.A.	Etiquetado Estufas	Etiquetado	gasto	Etiquetado Estufas	126.498	30-06-2013
Metrogas S.A.	Neutralización Flota Vehicular	Neutralización	gasto	Neutralización flota	3.361	31-12-2013
Metrogas S.A.	Reforestemos Patagonia 2013	Reforestar	gasto	Plantación de árboles	624	31-12-2013
Metrogas S.A.	Mi parque	Construcción Plaza	gasto	Construcción Plaza en La Granja	10.500	31-12-2013
Metrogas S.A.	Eco Parque	Reutilización de Residuos	gasto	Parque recreativo medioambiental	60.000	30-06-2013
Metrogas S.A.	Auspicio Corporación cultiva	Reforestar	gasto	Reforestar	300	30-06-2013
Gas Sur S.A.	Red Alcantarillado	Renovación Alcantarillado planta 4 esquinas	Activo	Red alcantarillado	4.000	30-04-2013
Totales					876.128	



Al 31 de diciembre de 2012.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Medición huella de carbono	Proyecto Corporativo	Gasto	Estimación de emisiones de CO2, para año 2009	349	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Medición ruido CPN	Reclamo cliente por ruidos molestos	Gasto	Evaluaciones ambientales	333	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Residuos peligrosos CPA-CTP	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.727	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Residuos peligrosos CPW	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.430	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Residuos peligrosos CPO	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.894	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Residuos peligrosos CPN	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.323	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones Ambientales	Evaluación Emisión de Ruido CTP	Gasto	Evaluaciones ambientales	3.164	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones Ambientales	Modelamiento de Emisiones Centrales Termoeléctricas EDELMAG, según D.S.138 MINSAL	Gasto	Asesoría en Medio Ambiente	1.759	31-12-2012
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones Ambientales	Evaluación Calidad del Aire, CTP, según compromiso Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) N°286/2002, 052/2006 y 144/2007	Gasto	Asesoría en Medio Ambiente	7.475	31-12-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerofíticas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	3.167	01-07-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	75	01-07-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	197	01-08-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerofíticas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	194	01-09-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local (TECO)	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.169	01-07-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local (TECO)	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.112	01-08-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local (TECO)	Activo	LT Loncoche Villarrica	15.525	01-09-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	180	01-08-2012
Transnet S.A.	El Manco	Plan de Manejo Forestal	Activo	S/E El Manco	1.923	01-08-2012
Transnet S.A.	Conexión Viñales	Plan de Manejo Forestal	Activo	SE Constitución	7	01-07-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT San Fabián Ancoa	21.207	01-08-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	24.224	01-08-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT San Fabián Ancoa	6.770	01-09-2012
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	9.819	01-11-2012
Transnet S.A.	LT El Peñón Ovalle	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LT El Peñón Ovalle		
					2.228	01-11-2012
Transnet S.A.	LT Horcones - Tres Pinos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LT El Peñón Ovalle		
					19.985	01-12-2012



Al 31 de diciembre de 2012. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local	Activo	LT Loncoche Villarrica	28.826	01-10-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	11	01-11-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local	Activo	LT Loncoche Villarrica	90	01-10-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local (TECO)	Activo	LT Loncoche Villarrica	933	01-10-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.330	01-10-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	8.916	01-11-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local (TECO)	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.453	01-12-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.234	01-10-2012
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de apoyo local	Activo	LT Loncoche Villarrica	2.713	01-12-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT San Fabián Ancoa	500	01-10-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Carga de compromisos ambientales en sistema de superintendencia de medio ambiente	Activo	LT San Fabián Ancoa	18.758	01-12-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.017	01-11-2012
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.470	01-10-2012
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	11.250	01-11-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	583	01-11-2012
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	662	01-10-2012
Metrogas S.A	Juntos Medimos la Huella	Medición Huella de Carbono en colegios de la RM	gasto	Medición Huella de Carbono	17.600	31-12-2012
Metrogas S.A	Juntos Medimos la Huella	Asesoría Cuantificación Huella de Carbono de Producto	gasto	Medición Huella de Carbono	1.257	31-12-2012
Metrogas S.A	Mi Parque	Construcción Plaza	gasto	Construcción Plaza La Almendrita -El Charango- Puente alto	11.000	01-11-2012
Metrogas S.A	Campaña Cambia	Cambia es natural	gasto	Difusión web, prensa, radio, otros.	9.671	31-12-2012
Metrogas S.A	Neutralización Maratón de Santiago	Neutralizar Producción maratón de Santiago	gasto	Neutralización maratón	867	01-03-2012
Metrogas S.A	Neutralización Flota Vehicular	Neutralización	gasto	Neutralización flota	2.637	31-12-2012
Metrogas S.A	Reforestemos Patagonia	Reforestar	gasto	Plantación de árboles	576	31-12-2012
Metrogas S.A	Certificados de conciencia verde hoteles	Certificación	gasto	Entrega de certificados verdes	1.000	31-12-2012
Metrogas S.A	Auspicio Abr3	Difusión temas medio ambientales	gasto	Páginas web, premios, etc.	25.000	31-12-2012
Metrogas S.A	Diploma de conciencia verde Comunidades	Certificación	gasto	Entrega de certificados verdes	700	01-07-2012
Gas Sur S.A.	Cerco acústico	Construcción cerco acústico Central Newén	Activo	Cerco acústico	7.000	25-02-2012
Totales					296.290	

36.- OPERACIONES DISCONTINUADAS.

A efectos de dar cumplimiento con lo requerido por NIIF 5 sobre operaciones discontinuadas, se ha reclasificado el ejercicio 2012 con el objeto que éste sea comparable con los estados financieros terminados al 31 de diciembre de 2013.

De acuerdo con los términos del contrato de compraventa suscrito el 23 de abril de 2013, con fecha 8 de noviembre de 2013, la subsidiaria Transformadores Tusan S.A. vendió a Servicios Integrales de Generación de Energía Eléctrica S.A., subsidiaria de General Electric, su participación accionaria en la filial Investigación y Desarrollo Tecnológico S.A. (51%). El precio de la compraventa ascendió a la suma de M\$ 4.813.238. El efecto de la discontinuidad de dicha compañía ascendió a la suma de M\$3.631.582 durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, para efectos comparativos durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 la discontinuidad ascendió a M\$ 204.507.

Con fecha 26 de diciembre de 2012, Enerplus S.A. y CGE Magallanes S.A., ambas subsidiarias de Compañía General de Electricidad S.A., suscribieron como vendedores con la empresa Norteamericana Duke Energy International un contrato de compraventa por la totalidad de las acciones de Ibener. El precio de la compraventa ascendió a la suma de US\$ 415 millones pagados al contado, más la asunción por parte de Duke Energy International de la posición contractual y de todos los derechos y obligaciones de Enerplus para con Ibener emanados del contrato de cuenta corriente mercantil celebrado entre estas últimas, el cual registró a la fecha de venta una cuenta por pagar a Ibener equivalente a US\$ 58 millones, a consecuencia de lo cual Enerplus quedó liberada de dicho pasivo. El efecto de la discontinuidad de dicha compañía en el Estado Consolidado de Resultado por Función del Grupo CGE al 31 de diciembre de 2012 ascendió a M\$ 70.294.505.

El resultado de las operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

RESULTADO POR OPERACION DISCONTINUADA TRANSFORMADORES TUSAN S.A.	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$
Ingreso por venta de acciones IDT S.A.	4.813.238	
Costos de venta de acciones IDT S.A.	(330.752)	
Impuesto de primera categoría por venta de acciones de IDT S.A.	(863.122)	
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	62.568	204.507
Otros ingresos (costos)	(50.350)	
Total resultado por operación discontinuada Transformadores Tusán S.A.	3.631.582	204.507
RESULTADO POR OPERACION DISCONTINUADA ENERPLUS S.A.	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingreso por venta de acciones Ibener S.A.		226.748.935
Costos de venta de acciones Ibener S.A.		(157.555.536)
Impuesto de primera categoría por venta de acciones		(11.176.778)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		12.920.948
Otros ingresos (costos)		(643.064)
Total resultado por operación discontinuada Enerplus S.A.	0	70.294.505
Total resultado por operaciones discontinuadas	3.631.582	70.499.012



En el Estado Consolidado de Resultado por Función y del Estado de Flujo de Efectivo Directo al 31 de diciembre de 2012 se presentan los valores aprobados por el Directorio en la columna con IDT. En la columna sin IDT se presentan los valores con los ajustes explicitados.

	Sin IDT	Con IDT	Operación discontinuada
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.308.881.934	2.316.894.176	(8.012.242)
Costo de ventas	(1.851.337.965)	(1.857.603.728)	6.265.763
Ganancia bruta	457.543.969	459.290.448	(1.746.479)
Otros ingresos, por función.	6.903.074	6.903.074	0
Costos de distribución.	(17.919.194)	(17.919.194)	0
Gasto de administración.	(182.716.717)	(183.737.669)	1.020.952
Otros gastos, por función.	(13.471.772)	(13.471.772)	0
Otras ganancias (pérdidas).	1.038.476	1.038.476	0
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	251.377.836	252.103.363	(725.527)
Ingresos financieros.	9.719.118	9.730.254	(11.136)
Costos financieros.	(102.042.331)	(102.282.425)	240.094
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13.423.464	13.423.464	0
Diferencias de cambio.	134.827	148.400	(13.573)
Resultados por unidades de reajuste.	(32.842.489)	(32.834.390)	(8.099)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	139.770.425	140.288.666	(518.241)
Gasto por impuestos a las ganancias.	(45.071.190)	(45.188.437)	117.247
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	94.699.235	95.100.229	(400.994)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	70.499.012	70.294.505	204.507
Ganancia (pérdida)	165.198.247	165.394.734	(196.487)
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	87.548.331	87.548.331	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	77.649.916	77.846.403	(196.487)
Ganancia (pérdida)	165.198.247	165.394.734	(196.487)

	Sin IDT	Con IDT	
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$	Operación discontinuada 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.	2.931.082.035	2.937.619.709	(6.537.674)
Otros cobros por actividades de operación.	6.240.646	6.240.646	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(2.214.685.004)	(2.220.137.491)	5.452.487
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(146.456.428)	(147.606.927)	1.150.499
Otros pagos por actividades de operación.	(106.229.710)	(106.642.866)	413.156
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.	(16.518.266)	(16.518.266)	0
Intereses recibidos.	3.267.289	3.267.289	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(7.787.271)	(7.758.818)	(28.453)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(24.955.389)	(24.955.389)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	423.957.902	423.507.887	450.015
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.	100.000	100.000	0
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	198.946.850	198.946.850	0
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(4.258.261)	(4.258.261)	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	2.685.876	2.685.876	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(148.923.346)	(148.969.095)	45.749
Compras de activos intangibles.	(13.782.203)	(13.782.203)	0
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.	9.549.487	9.549.487	0
Dividendos recibidos.	1.699.915	1.699.915	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(278.633)	(193.384)	(85.249)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	45.739.685	45.779.185	(39.500)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no resulta en una pérdida de control.	(418.234)	(418.234)	0
Importes procedentes de la emisión de acciones.	5.083.534	5.083.534	0
Total importes procedentes de préstamos.	706.231.809	706.302.451	(70.642)
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	78.379.598	78.379.598	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	627.852.211	627.922.853	(70.642)
Préstamos de entidades relacionadas.	300.000		300.000
Pagos de préstamos.	(957.672.936)	(957.741.876)	68.940
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.	(3.192.619)	(3.192.619)	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(957.374)		(957.374)
Dividendos pagados.	(23.938.346)	(23.938.346)	0
Intereses recibidos.	0	(203.751)	203.751
Intereses pagados.	(86.859.884)	(86.863.371)	3.487
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(361.424.050)	(360.972.212)	(451.838)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	108.273.537	108.314.860	(41.323)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(478.032)	(479.828)	1.796
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	107.795.505	107.835.032	(39.527)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	51.285.690	51.246.163	39.527
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	159.081.195	159.081.195	0

37.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2013, fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio del Grupo CGE o la interpretación de éstos.

ANALISIS RAZONADO

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013

1.- RESUMEN

- **La utilidad de CGE al 31 de diciembre de 2013, alcanzó a MM\$ 81.411**, registrando una disminución de MM\$ 6.137 respecto a la utilidad del año anterior de MM\$ 87.548. Cabe destacar que en el año 2012, se registró un resultado extraordinario de MM\$ 57.373 como consecuencia de la venta de la participación accionaria en IBENER.
- **El Ebitda consolidado se elevó a MM\$ 438.085 con un incremento de MM\$ 85.372 (24%)**, debido al aumento del Ebitda proveniente de las empresas del Sector Gas que alcanzó a MM\$ 47.355 (23%), seguido de un incremento de MM\$ 26.460 (17%) en el Ebitda de las empresas del Sector Electricidad y de un incremento de MM\$ 12.116 en el Ebitda de las empresas del Sector Servicios.
- **Disminución de gastos:** En el crecimiento del Ebitda 2013, destaca la importante disminución de los gastos de administración en MM\$ 23.070 (-13%), especialmente en las empresas que participan en la actividad de distribución de electricidad y servicios, gracias a la implementación de un plan de eficiencia operacional iniciado el 2012, así como en la efectividad de los planes de cobranza y servicio al cliente.
- **La deuda financiera neta registró una disminución de MM\$ 68.870** con respecto a diciembre de 2012, lo que junto con el incremento del Ebitda ha permitido reducir sostenidamente el nivel de endeudamiento medido en términos de Deuda Financiera Neta / Ebitda desde 3,93 veces en diciembre del año 2012 a 3,01 veces al cierre del presente ejercicio.
- **Clasificación de riesgo al alza:** El desempeño operacional y financiero del Grupo CGE en el presente ejercicio, se ha traducido en que los clasificadores de riesgo revisaron al alza las clasificaciones de CGE y METROGAS desde A+ a AA- y en el caso de CGE DISTRIBUCIÓN, TRANSNET, CONAFE y GASCO de AA- a AA, destacando la recuperación de los resultados, en términos de Ebitda, ingresos y reducción de gastos, así como la reducción de la deuda financiera.
- **Las inversiones consolidadas del Grupo CGE ascendieron a MM\$ 155.587**, equivalentes a 1,5 veces la depreciación del ejercicio. Dichos recursos se destinaron a satisfacer el permanente crecimiento de los mercados que abastece el GRUPO CGE y para mantener las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio en sus zonas de concesión y/o de distribución, conforme lo establecen los contratos con sus clientes y las regulaciones de los sectores en que participa
- **Mercado eléctrico del Grupo CGE crece 5,1%:** En el sector electricidad, las ventas físicas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron a 18.276 GWh con un crecimiento de 5,1% con respecto al año anterior. En Chile, las tasas de crecimiento son aún superiores si se consideran solamente los clientes regulados llegando en algunas subsidiarias al 8% de incremento.
- **Mercado del gas:** Las ventas físicas del mercado del gas natural, en particular de la filial METROGAS, sin considerar las ventas a las empresas eléctricas alcanzaron a 765,7 millones de m³, lo que equivale a un incremento en su negocio base de 9,3% con respecto al mismo período del año anterior. Por otra parte, las ventas a las empresas eléctricas alcanzaron a 246,1 millones de m³ registrando una disminución especialmente durante el último trimestre del ejercicio. En términos agregados, las ventas físicas totales registraron una



disminución de 10,7%. En el negocio de distribución de gas licuado la participación de mercado de la subsidiaria GASCO GLP se mantuvo estable en 27,2%.

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Electricidad		Sector Gas		Sector Servicios		Inversiones		Ajustes Consolidación		Total	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Ingresos de Operación	1.254.608	1.224.289	993.159	1.034.434	103.778	130.332	5.049	4.113	(70.913)	(77.383)	2.285.681	2.315.785
Costos de Operación	(1.069.198)	(1.065.338)	(743.109)	(831.739)	(93.385)	(132.055)	(12.818)	(11.323)	70.913	77.383	(1.847.596)	(1.963.071)
EBITDA	185.411	158.951	250.050	202.695	10.393	(1.723)	(7.768)	(7.210)	0	0	438.085	352.714
Variación	26.460		47.355		12.116		(559)		0		85.372	
Depreciación y Amortizaciones	(51.257)	(49.707)	(48.669)	(40.272)	(10.154)	(12.387)	(9)	(9)	0	0	(110.089)	(102.375)
Resultado de Explotación	134.154	109.243	201.381	162.423	239	(14.109)	(7.777)	(7.218)	0	0	327.997	250.339
Variación	24.910		38.958		14.348		(559)		0		77.657	

2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN POR SECTOR

SECTOR ELECTRICIDAD

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Distribución		Sector Transmisión		Sector Generación		Total	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Ingresos de Operación	1.168.384	1.144.972	86.224	79.276	0	41	1.254.608	1.224.289
Costos de Operación	(1.044.407)	(1.042.378)	(21.311)	(20.518)	(3.479)	(2.442)	(1.069.198)	(1.065.338)
EBITDA	123.977	102.594	64.913	58.758	(3.479)	(2.401)	185.411	158.951
Variación	21.384		6.155		(1.079)		26.460	
Depreciación y Amortizaciones	(32.539)	(32.411)	(18.712)	(17.284)	(6)	(12)	(51.257)	(49.707)
Resultado de Explotación	91.438	70.183	46.201	41.473	(3.485)	(2.413)	134.154	109.243
Variación	21.255		4.728		(1.073)		24.910	

- El Ebitda del Sector Electricidad registró un incremento de MM\$ 26.460 (17%), de lo cuales: MM\$ 19.567 provienen de la filial CGE DISTRIBUCIÓN, MM\$ 5.937 de la filial TRANSNET y MM\$ 3.047 de la filial CONAFE. Para estos efectos, las cifras de 2012 tanto de CGE DISTRIBUCIÓN como de CONAFE se han considerado conjuntamente con sus respectivas filiales EMELECTRIC y EMETAL, en el caso de la primera y EMEL ATACAMA en el caso de CONAFE, ya que comenzaron a consolidar en el mes de abril del mismo año. Previamente eran filiales directas de CGE.
- El buen desempeño que muestra el EBITDA del Sector Electricidad, también se explica por un aumento de MM\$ 11.906 en el margen de distribución (venta menos compra de energía), a pesar de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas de distribución, e ingresos por otros servicios por MM\$ 7.443. Asimismo, otro factor que impulsó el EBITDA del Sector Electricidad fue la implementación de un plan de eficiencia operacional que se ha traducido en una disminución de gastos operacionales, especialmente en personal, debido a una reducción de la dotación, y gastos administrativos donde destaca la reducción del gasto en provisión de incobrables.
- Junto con el 5,1% de crecimiento de las ventas físicas indicado anteriormente, otro factor que impulsó el crecimiento de este negocio fue la disminución de las pérdidas físicas de energía, destacando CGE DISTRIBUCIÓN donde las pérdidas anualizadas pasaron de 8,35% en diciembre de 2012 a 7,97% en diciembre de 2013. Algo similar se registró en EMEL NORTE cuyas pérdidas se redujeron de 7,91% a 7,64% en el mismo período.
- En el negocio de transmisión de electricidad, las filiales que participan de esta actividad registraron un incremento del Ebitda de MM\$ 6.155 (10,5%) al cierre del ejercicio 2013, particularmente en la subsidiaria TRANSNET. Desde el punto de vista de la energía retirada de las instalaciones de TRANSNET, ésta registró un incremento de 6,9% con respecto a diciembre de 2012, lo que sumado a la puesta en servicios de 97 proyectos de inversión, permitieron un incremento de 8,7% de los ingresos operacionales. Adicionalmente, durante el



ejercicio se registró una disminución de las provisiones correspondientes a las nuevas tarifas de subtransmisión derivadas de la aplicación del Decreto Tarifario N°14, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2011, lo que obligó a reconocer menores ingresos en el ejercicio 2012.

SECTOR GAS

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Gas Natural		Sector Gas Licuado		Otros Negocios		Ajustes Consolidación		Total	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Ingresos de Operación	448.116	516.407	670.576	619.514	3.438	3.316	(128.970)	(104.802)	993.159	1.034.434
Costos de Operación	(279.146)	(374.660)	(588.562)	(557.230)	(4.371)	(4.651)	128.970	104.802	(743.109)	(831.739)
EBITDA	168.969	141.747	82.014	62.283	(933)	(1.335)	0	0	250.050	202.695
Variación	27.223		19.730		402		0		47.355	
Depreciación y Amortizaciones	(30.267)	(24.080)	(14.086)	(12.171)	(1.230)	(1.217)	0	0	(45.583)	(37.469)
Resultado de Explotación	138.702	117.667	67.928	50.112	(2.163)	(2.552)	0	0	204.467	165.227
Variación	21.035		17.816		389		0		39.240	

- El crecimiento de MM\$ 47.355 (23%) que registra el EBITDA del Sector Gas al 31 de diciembre de 2013, se explica mayoritariamente por un incremento de MM\$ 27.223 (19%) en el EBITDA del negocio del gas natural, especialmente en la filial METROGAS. Lo anterior, debido a los menores costos del GNL y al aumento en las ventas físicas que ascendieron a 765,7 millones de m³, sin considerar las ventas a las empresas eléctricas, lo que equivale a un incremento en su negocio base de 9,3% con respecto al mismo período del año anterior. Por otra parte, las ventas a las empresas eléctricas alcanzaron a 246,1 millones de m³. En términos agregados, las ventas físicas registraron una disminución de 10,7% en el mismo período.

Por otro lado, la empresa GAS SUR, que distribuye gas natural a clientes residenciales y comerciales en la Región del Bío Bío, ha mantenido estable su cartera de clientes respecto al año 2012, a pesar del mayor costo del gas natural importado desde Argentina.

El incremento que registra la depreciación del ejercicio en este sector es consecuencia del proceso de revaluación de los activos del negocio de gas natural, lo que implicó registrar un incremento del valor de su infraestructura con el consiguiente aumento del gasto por depreciación.

- En el negocio de distribución de gas licuado, cuyo Ebitda alcanzó a MM\$ 82.014 con un incremento de MM\$ 19.730 (32%), la filial GASCO GLP ha continuado con su buen desempeño a diciembre de 2013, respecto a igual período del año 2012, incrementando las ventas físicas en 2% y manteniendo estable su participación de mercado, equivalente a un 27,2% a nivel nacional.
- En lo que respecta a la unidad de negocios Gasco Magallanes, las ventas físicas disminuyeron en 2%, principalmente por un aumento de las temperaturas promedio respecto al año anterior. En relación a la distribución de gas natural en Magallanes, la sociedad continúa suministrando este recurso a sus aproximadamente 52.000 clientes, cobrando una tarifa regulada y el abastecimiento de gas se obtiene de proveedores nacionales.
- Por su parte, la filial GASMAR se ha mantenido como el principal proveedor de gas licuado en el mercado de GLP de Chile, continuando con su buen desempeño a diciembre de 2013, con un incremento de 36% en las ventas físicas, respecto a igual período del año anterior. Lo anterior, explicado principalmente por una mayor demanda por parte de los distribuidores, la que fue abastecida mediante mayores importaciones a través del terminal de que opera esta filial.
- En el mercado de distribución de GLP en Colombia, GASCO ha continuado consolidando su presencia, a través de sus marcas Vidagas y Unigas, lo que sumado a una participación activa en otras sociedades, ha permitido alcanzar una cobertura geográfica en 26 departamentos de un total de 32, lo que equivale a una participación



de mercado de 21% aproximadamente. Actualmente, se está trabajando en consolidar las inversiones realizadas mediante un mayor desarrollo comercial y mejoras operacionales, en línea con la estrategia de crecimiento de este negocio.

SECTOR SERVICIOS

- El EBITDA del Sector Servicios registró un incremento de MM\$ 12.116, al pasar de un EBITDA negativo de MM\$ 1.723 en diciembre de 2012 a un EBITDA de MM\$ 10.393 al cierre del presente ejercicio. A pesar que el margen bruto (ingresos menos costos de venta) aumentó en MM\$ 1.989, el principal efecto es una disminución de los gastos de administración en MM\$ 10.785, debido fundamentalmente a menores cargos a resultados por provisiones de deudores incobrables de NOVANET (MM\$ 4.720) y disminución de los gastos de operación y de personal en COMERCIAL Y LOGÍSTICA y NOVANET principalmente.

Depreciación y Amortización del Ejercicio

A nivel consolidado la depreciación y amortización del ejercicio presentan un incremento de MM\$ 7.714, que se explica fundamentalmente por el proceso de revaluación que afectó a los activos de distribución de gas natural y que implicó un incremento en el valor de dicha infraestructura y por consiguiente un aumento del gasto por depreciación. Otra razón del incremento de este gasto obedece a las inversiones en propiedades, plantas y equipos que efectúan las empresas del Grupo CGE para atender el permanente crecimiento de los mercados donde operan.

Resultado Fuera de la Explotación

Con respecto al Resultado Fuera de Explotación, la pérdida alcanzó a MM\$ 94.621, registrando una disminución de la pérdida del año anterior que alcanzó a MM\$ 110.569. Esta menor pérdida de MM\$ 15.948 se explica principalmente por:

- Disminución de MM\$ 14.117 en los gastos financieros netos, que se explican básicamente por la disminución de la deuda financiera del Grupo CGE y el aumento de los ingresos financieros debido a la mayor disponibilidad de caja.
- Efecto de la variación de la unidad de fomento sobre las deudas financieras (2,05% a diciembre de 2013 vs. 2,45% a diciembre de 2012), registrada bajo el rubro Resultado por Unidades de Reajuste. La disminución de esta partida implicó un menor cargo a resultados por MM\$ 7.877 en comparación al cierre del año 2012.
- Disminución de MM\$ 3.740 en los resultados reconocidos por inversiones en asociadas, producto de los menores resultados de las sociedades GASODUCTO DEL PACIFICO (MM\$ 1.233), GASODUCTO DEL PACIFICO ARGENTINA (MM\$ 675), GNL QUINTERO (MM\$ 255) y GNL CHILE (MM\$ 213); y por la disminución de los resultados en las asociadas de CGE ARGENTINA (MM\$ 1.248), explicado principalmente por EDET (MM\$ 1.015).

Impuesto a las Ganancias:

- Esta partida muestra un aumento de MM\$ 8.398, debido fundamentalmente al buen desempeño operacional experimentado por las subsidiarias del GRUPO CGE.

Ganancias por Operaciones Discontinuas

- Esta partida muestra una disminución de MM\$ 66.867 debido a que en el año 2012 se registró el efecto de la venta de IBENER en los resultados de CGE.

- El efecto anterior fue compensado parcialmente en el año 2013, ya que se registró bajo este ítem, el impacto en los resultado de CGE procedente de la venta de la filial IDT a la sociedad Servicios Integrales de Generación Eléctrica S.A., subsidiaria de General Electric.

Estado de Resultados MM\$	dic-13	dic-12	Var. dic-13/dic-12	
			MM\$	%
Ingresos de Operación	2.285.681	2.315.785	(30.104)	-1,3%
Costos de Operación	(1.847.596)	(1.963.071)	115.475	-5,9%
EBITDA	438.085	352.714	85.372	24,2%
Depreciación y Amortizaciones	(110.089)	(102.375)	(7.714)	7,5%
Gasto Financiero Neto	(78.206)	(92.323)	14.117	-15,3%
Resultado Inversión en Asociadas	9.684	13.423	(3.740)	-27,9%
Diferencias de Cambio	(900)	135	(1.035)	-767,7%
Resultados por Unidades de Reajuste	(24.965)	(32.842)	7.877	-24,0%
Otras ganancias (pérdidas)	(233)	1.038	(1.272)	-122,4%
Resultado fuera de la Explotación	(94.621)	(110.569)	15.948	-14,4%
Resultado Antes de Impuestos	233.375	139.770	93.605	67,0%
Impuesto a las Ganancias	(53.470)	(45.071)	(8.398)	18,6%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	3.632	70.499	(66.867)	-94,8%
Interés Minoritario	(102.126)	(77.650)	(24.476)	31,5%
Resultado de CGE	81.411	87.548	(6.137)	-7,0%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos MM\$	dic-13	dic-12	Var. dic-13/dic-12	
			MM\$	%
Activos Corrientes	655.719	672.747	(17.028)	-2,5%
Activos no Corrientes	3.358.863	3.237.022	121.841	3,8%
Total Activos	4.014.582	3.909.769	104.813	2,7%

Como se observa en el cuadro anterior, los activos presentan un incremento de MM\$ 104.813 (2,7%) con respecto a diciembre de 2012, que se explica fundamentalmente por:

- Incremento en el rubro Propiedades, Plantas y Equipos de MM\$ 152.552, que se explica por: adiciones por MM\$ 155.587, incremento de MM\$ 125.376 por procesos de revaluación -principalmente en METROGAS- depreciación del período MM\$ 103.358 y retiros por MM\$ 9.220.

En relación a las adiciones (inversiones), éstas provienen primordialmente de: GASCO MM\$ 77.603, CGED MM\$ 23.577, TRANSNET MM\$ 27.417, EMEL NORTE MM\$ 13.599 y CONAFE MM\$ 7.356.

- Incremento de MM\$ 15.640 en la partida Deudores Comerciales, especialmente en CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 6.096) debido al aumento de los deudores por ventas brutos de MM\$ 11.721, compensado por un incremento en la provisión de incobrables de MM\$ 5.545. En el caso de TRANSNET, esta partida presenta un incremento de MM\$ 6.000, debido a un incremento en las provisiones por reliquidaciones del CDEC-SIC. En tanto, CONAFE presenta un incremento que ascendió a MM\$ 4.643, que se explican por un aumento de MM\$ 6.599 en los deudores por ventas brutos compensados por un incremento de MM\$ 1.966 en la provisión de incobrables.



Lo anterior fue compensado parcialmente por una disminución de esta partida en GASCO de MM\$ 13.612, principalmente por menores ventas de gas natural a clientes eléctricos, respecto al año anterior, compensado parcialmente por mayores ventas de GLP pendientes de pago a distribuidores mayoristas no relacionados.

Los incrementos indicados fueron compensados en parte por:

- **Disminución de MM\$ 24.208 en la partida Inventarios**, en GASCO (MM\$ 11.286) debido principalmente a una baja en el nivel de inventario de GLP en el mercado mayorista nacional. Adicionalmente, se registra una disminución en COMERCIAL Y LOGISTICA de MM\$ 7.989 producto principalmente de medidas que han permitido optimizar el uso de materiales del rubro eléctrico.
- **Disminución de MM\$ 11.603 en la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo**, especialmente en la matriz CGE S.A (MM\$ 8.807) y en CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 4.890), recursos que fueron aplicados principalmente a reducir deuda financiera, compensado en parte por un incremento en GASCO (MM\$ 1.642) principalmente por el incremento en los flujos obtenidos por actividades de la operación.

Pasivo Exigible y Patrimonio

Pasivos MM\$	dic-13	dic-12	Var. dic-13/dic-12	
			MM\$	%
Pasivos Financieros	1.466.064	1.546.537	(80.473)	-5,2%
Otros Pasivos	741.480	698.636	42.844	6,1%
Total Pasivo Exigible	2.207.544	2.245.173	(37.629)	-1,7%
Participaciones no Controladoras	573.256	503.144	70.112	13,9%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.233.782	1.161.452	72.330	6,2%
Patrimonio	1.807.038	1.664.596	142.443	8,6%
Total Pasivos	4.014.582	3.909.769	104.813	2,7%

Los Pasivos Exigibles del Grupo CGE muestran una disminución de MM\$ 37.629 (1,7%) con respecto al cierre del ejercicio 2012 debido fundamentalmente a:

- **Disminución de MM\$ 80.473 en la deuda financiera consolidada**, donde destaca una importante reducción de la deuda financiera de CGE Matriz en MM\$ 82.766, así como en TRANSNET (MM\$ 4.467), BINARIA (MM\$ 5.508), en COMERCIAL Y LOGISTICA GENERAL (MM\$ 2.792), EDELMAG (MM\$ 2.688) y CONAFE (MM\$ 2.070), lo anterior compensado en parte por una mayor deuda financiera en GASCO (MM\$ 16.634) y CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 4.806).

Lo anterior fue compensado parcialmente por:

- **Incremento de MM\$ 20.913 en los pasivos por impuestos diferidos**, especialmente en la filial METROGAS, como consecuencia de la retasación de sus Propiedades, Plantas y Equipos.
- **Incremento de MM\$ 14.746 en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar**, donde destaca el incremento en CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 29.589) y CONAFE (MM\$ 26.081) explicado principalmente por el aumento de cuentas por pagar a proveedores de energía y las provisiones asociadas a la reliquidación de las tarifas de subtransmisión y transmisión adicional, cuyos correspondientes decretos de precio nudo promedio se encuentran pendientes de publicación, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes sujetos a fijación de precios.

Lo mismo ocurre con la filial TRANSNET, que registra un incremento en esta partida de MM\$ 6.186, correspondiente a la mayor provisión realizada durante el año, como consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de subtransmisión que rigen desde el 1 de enero de 2011, cuya reliquidación se estima que se realizará durante el año 2014.

- Lo anterior fue compensado en parte por una importante reducción en GASCO por MM\$ 25.322, explicado principalmente por menores compromisos de pago con proveedores internacionales de GLP, así como una disminución de la provisión de dividendos por MM\$ 17.530, especialmente a nivel de CGE matriz.

El Patrimonio Neto experimentó un incremento de MM\$ 142.443 (8,6%) con respecto a diciembre de 2012 que se explica fundamentalmente por:

- Utilidad de la controladora al 31 de diciembre de 2013 por MM\$ 81.411
- Incremento en las Reservas de Revaluación por MM\$ 99.296, particularmente de los activos del segmento de distribución de gas natural (MM\$ 31.379 en el Patrimonio de la Controladora y MM\$ 67.917 en las Participaciones No Controladoras).
- Dividendos de CGE matriz por MM\$ 29.991

La evolución de los indicadores financieros más representativos de la Sociedad fue la siguiente:

Indicadores		Unidad	dic-13	dic-12	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,18	1,10	7,3%
	Razón Ácida	Veces	1,05	0,94	11,4%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	1,22	1,35	-9,4%
	Deuda Financiera / Patrimonio Neto	Veces	0,81	0,93	-12,7%
	Deuda Financiera neta / Ebitda	Veces	3,01	3,93	-23,5%
Composición de Pasivos	Deuda Corto Plazo / Deuda Total	%	25,20	27,29	-7,6%
	Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	74,80	72,71	2,9%
	Deuda Bancaria / Deuda Total	%	28,33	29,23	-3,1%
	Obligaciones con el Público / Deuda Total	%	38,94	38,84	0,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (ult. 12 meses) (1)	%	6,60	7,01	-5,9%
	Rentabilidad del Activo (ult. 12 meses) (2)	%	2,03	2,08	-2,6%

(1) Utilidad 12m / Patrimonio de la Controladora

(2) Utilidad 12m / Activos

De los indicadores anteriores destacan la positiva evolución de las razones de endeudamiento que registran disminuciones gracias al incremento de MM\$ 85.372 (24%) del Ebitda registrado al 31 de diciembre de 2013, la disminución de la deuda financiera en MM\$ 80.473 y el aumento del Patrimonio Neto en MM\$ 142.443.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Flujo de Efectivo MM\$	dic-13	dic-12	Var. dic-13/dic-12	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	431.598	423.958	7.640	1,8%
Flujo originado por actividades de inversión	(133.865)	45.740	(179.604)	-392,7%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(307.638)	(361.424)	53.786	-14,9%
Flujo neto total del período	(9.905)	108.274	(118.178)	-109,1%
Saldo inicial de efectivo	159.081	51.286	107.796	210,2%
Saldo final	147.478	159.081	(11.603)	-7,3%



Al término del ejercicio 2013, se registró un flujo neto negativo de MM\$ 9.905, inferior en MM\$ 118.178 respecto al mismo período del año anterior, donde se registró un flujo positivo de MM\$ 108.274. Esta disminución obedece principalmente a:

- **Incremento de MM\$ 7.640 en el Flujo Originado por Actividades de la Operación** debido a:

- Disminución de MM\$ 117.718 en los desembolsos asociados al pago de proveedores, de los cuales, MM\$ 51.038 corresponden a las distribuidoras CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE, MM\$ 17.962 a NOVANET y MM\$ 13.543 a COMERCIAL Y LOGISTICA GENERAL.

Lo anterior fue compensado en parte por:

- Disminución de la recaudación en MM\$ 68.584 especialmente en CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 60.491) debido a que en el año 2012 se alcanzó una recuperación extraordinaria de deudores por venta, producto de los inconvenientes de los años 2010 y 2011 a consecuencia de la implementación de una nueva plataforma tecnológica. Lo anterior se vio compensado en parte por una mayor recaudación de GASCO.
- Incremento del pago de Dividendos en MM\$ 31.182, siendo CGE matriz la principal fuente de este aumento.
- Incremento del pago por Impuestos a las Ganancias en MM\$ 21.579, puntualmente en ENERPLUS -por la venta de Ibener- y GASCO.

- **Incremento de MM\$ 179.604 en el flujo asociado a actividades de inversión:**

- Debido a la venta de IBENER en el ejercicio 2012, en el presente año se registra un menor flujo de MM\$ 198.947 asociado a la venta de inversiones.
- Incremento de MM\$ 17.338 en el flujo asociado a la compra de propiedades, planta y equipo, especialmente en la filial GASCO (MM\$ 21.957) y TRANSNET (MM\$ 6.028). Lo anterior compensado en parte por un menor flujo de EDELMAG (MM\$ 3.651), EMEL NORTE (MM\$ 1.174) e IGSA (MM\$ 1.386).
- Disminución de MM\$ 9.549 del flujo asociado a Importes Procedentes de Otros Activos a Largo Plazo debido a que en el año 2012 METROGAS, recibió los fondos provenientes de la disminución de capital de la sociedad GNL Quintero.
- Lo anterior fue compensado en parte por un incremento de MM\$ 32.468 del flujo asociado a la venta de propiedades, plantas y equipos, principalmente en NOVANET (MM\$ 25.437) y TRANSNET (MM\$ 8.978) por la venta del Proyecto Nuble.

- **Disminución de MM\$ 53.786 en el flujo de desembolsos asociado a actividades de financiamiento**, debido principalmente a:

- Disminución en el flujo de amortizaciones de deudas financieras en MM\$ 128.327.
- Aumento del flujo de dividendos pagados por filiales a accionistas minoritarios en MM\$ 71.192.

5.- ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS DEL GRUPO CGE.

El Grupo CGE es un holding de empresas, a través de las cuales posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución y transmisión de energía eléctrica, y en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como en el de gas natural.

Distribución de Electricidad

En el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile y en Argentina, el Grupo CGE abastece a un total de 3.427.037 clientes al 31 de diciembre de 2013. En Chile, la operación de este negocio está concentrada en las filiales EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, ENELSA, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC, EMETAL y EDELMAG, quienes en conjunto abastecen a 2.571.753 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y Región de la Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y en la Región de Magallanes. Las ventas físicas en Chile alcanzaron a 12.887 GWh al cierre del ejercicio 2013.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGÍA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSEDSA abastece a 855.284 clientes distribuidos en las provincias de San Juan, Tucumán y Jujuy, con ventas físicas que alcanzaron a 5.389 GWh al 31 de diciembre de 2013.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Nº Clientes		
	Dic-13	Dic-12	Var. %	Dic-13	Dic-12	Var. %
CGE DISTRIBUCIÓN	7.375	7.077	4,2%	1.434.052	1.392.641	3,0%
EMELECTRIC	1.206	1.120	7,7%	256.971	248.673	3,3%
EMETAL	107	104	2,7%	27.205	26.472	2,8%
EMELARI	278	270	2,8%	67.924	66.961	1,4%
ELIQSA	495	482	2,6%	91.235	88.748	2,8%
ELECDA	870	820	6,2%	165.015	159.919	3,2%
CONAFE	1.638	1.518	7,9%	380.054	356.920	6,5%
EMELAT	652	685	-4,9%	93.780	92.407	1,5%
EDELMAG	266	263	1,3%	55.517	54.925	1,1%
Total Chile	12.887	12.338	4,4%	2.571.753	2.487.666	3,4%
EDET	2.808	2.618	7,3%	464.513	449.833	3,3%
ENERGÍA SAN JUAN	1.748	1.642	6,5%	205.538	200.298	2,6%
EJESA-EJSEDSA	833	799	4,3%	185.233	182.903	1,3%
Total Argentina	5.389	5.059	6,5%	855.284	833.034	2,7%
Total	18.276	17.397	5,1%	3.427.037	3.320.700	3,2%

Transmisión y Transformación de Electricidad

El Grupo CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC), en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y también en el Sistema de Magallanes.

En el SIC, esta actividad es desempeñada principalmente por la subsidiaria TRANSNET, con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, sirviendo no sólo a las empresas distribuidoras del Grupo CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. Al 31 de diciembre de 2013, la energía retirada del sistema de subtransmisión de TRANSNET alcanzó a 12.468 GWh, con un aumento de 6,9% respecto del año anterior.



En el SING, el GRUPO CGE desarrolla esta actividad de negocios a través de la subsidiaria TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, quienes también poseen activos propios de subtransmisión.

Por su parte, en el Sistema de Magallanes, la subsidiaria EDELMAG posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la XII Región.

Gas Licuado

A través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, el Grupo CGE participa en el negocio de distribución de gas licuado, con una cobertura que se extiende entre la Región de Tarapacá y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes. Al 31 de diciembre de 2013, la participación de mercado anualizada de GASCO alcanzó a 27,2% a nivel nacional.

Por su parte, la subsidiaria GASMAR continúa abasteciendo de GLP a una parte significativa de la demanda local, encontrándose en etapa de construcción un nuevo estanque de almacenamiento industrial que aumentará la capacidad de acopio en 60.000 m³. Esta subsidiaria se ha consolidado como el principal proveedor de gas licuado en el mercado de GLP nacional, registró un incremento de sus ventas físicas en un 36% respecto al cierre del ejercicio 2012. Lo anterior, explicado principalmente por una mayor demanda de parte de los distribuidores mayoristas, debido a la menor disponibilidad de GLP en Chile, lo que significó mayores importaciones.

GASCO ha continuado consolidando su presencia en el mercado de distribución de GLP en Colombia a través de sus marcas Vidagas y Unigas. A diciembre de 2013, se realizaron inversiones en nuevos cilindros, flota de distribución y nuevas plantas de llenado, en línea con la estrategia de crecimiento. Gracias a las inversiones realizadas hasta la fecha y el crecimiento vegetativo de dicho mercado, la operación consolidada de distribución de GLP en Colombia alcanzó aproximadamente el 21% de participación de mercado.

Gas Natural

El Grupo CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus empresas subsidiarias y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países.

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus empresas relacionadas METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. El número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR y Gasco Magallanes alcanzó a 629.135 al cierre del año 2013, con ventas físicas, sin considerar las ventas a las empresas eléctricas, que ascendieron a 1.156 millones de m³, cifra un 5,3% mayor a la obtenida el año anterior.

Por intermedio de GASNOR y GASMARKET, GASCO opera activos de distribución de gas natural en la zona noroeste de Argentina, abasteciendo de gas natural a 474.198 clientes con ventas físicas que ascendieron a 1.888 millones de m³. GASCO también participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas asociadas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en el presente anexo con los complementos, modificaciones y/o rectificaciones de la Memoria Anual 2013 de Compañía General de Electricidad S.A., conforme a lo requerido en el Oficio Ordinario N° 23.457 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 30 de agosto de 2014:



PRESIDENTE
Jorge Eduardo Marín Correa
RUT 7.639.707-4



DIRECTOR
Francisco Javier Marín Jordán
RUT 8.351.571-6



DIRECTOR
Francisco Javier Marín Estévez
RUT 2.773.387-5

VICEPRESIDENTE
José Luis Hornauer Herrmann
RUT 5.771.955-9

DIRECTOR
Cristián Neuweiler Heinsen
RUT 6.562.488-5

DIRECTOR
Andrés Pérez Cruz
RUT 7.561.860-3



DIRECTOR
Antonio Bascuñán Valdés
RUT 2.069.899-3



GERENTE GENERAL
Eduardo Morandé Montt
RUT 7.024.596-5

Santiago, septiembre de 2014