



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

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
Correspondientes al período de seis meses terminado
Al 30 de junio de 2009

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
INDICE

	Pág N°
I.- INFORME DE REVISION LIMITADA DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	6.-
II.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.	8.-
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	8.-
ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION.	10.-
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	11.-
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO.	12.-
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.	13.-
1.- INFORMACION GENERAL.	13.-
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13.-
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros intermedios.	13.-
2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.	14.-
2.3.- Bases de consolidación.	15.-
2.4.- Entidades subsidiarias.	16.-
2.5.- Transacciones en moneda extranjera.	18.-
2.6.- Información financiera por segmentos operativos.	19.-
2.7.- Propiedades, plantas y equipos	20.-
2.8.- Propiedades de inversión.	21.-
2.9.- Activos intangibles.	21.-
2.10.- Costos por intereses.	23.-
2.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	23.-
2.12.- Activos financieros.	24.-
2.13.- Instrumentos financieros y actividad de cobertura.	26.-
2.14.- Inventarios.	28.-
2.15.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	28.-
2.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	29.-
2.17.- Capital social.	29.-
2.18.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.	29.-
2.19.- Préstamos y otros pasivos financieros.	29.-
2.20.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.	29.-
2.21.- Beneficios a los empleados.	30.-
2.22.- Provisiones.	31.-
2.23.- Subvenciones estatales.	32.-
2.24.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	32.-
2.25.- Reconocimiento de ingresos.	32.-
2.26.- Arrendamientos.	33.-
2.27.- Contratos de construcción.	34.-
2.28.- Activos no corrientes mantenidos para la venta.	34.-
2.29.- Distribución de dividendos.	34.-

		Pág N°
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	34.-
	3.1.- Sector eléctrico.	35.-
	3.2.- Sector gas.	41.-
	3.3.- Riesgo financiero.	44.-
	3.4.- Control interno.	47.-
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	48.-
	4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	48.-
	4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	48.-
	4.3.- Reconocimiento de ingresos.	48.-
	4.4.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas y premios por antigüedad.	48.-
	4.5.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.	49.-
5.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	49.-
6.-	INSTRUMENTOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE.	50.-
	6.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	50.-
	6.2.- Activos y pasivos de cobertura.	50.-
	6.3.- Jerarquías del valor razonable.	51.-
7.-	ACTIVOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA LA VENTA.	52.-
8.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	53.-
9.-	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.	55.-
	9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	56.-
	9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	60.-
10.-	INVENTARIOS.	61.-
11.-	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION.	62.-
12.-	ACTIVOS INTANGIBLES.	65.-
13.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN	67.-
	13.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión	67.-
	13.2 Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros	68.-
	13.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión	68.-
14.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS.	69.-
	14.1.- Detalle de los rubros.	69.-
	14.2.- Vidas útiles.	69.-
	14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos.	70.-
	14.4.- Política de inversiones en activos fijos.	72.-
	14.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos.	72.-

	Pág N°
14.6.- Activos sujetos a arrendamientos financieros.	72.-
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	73.-
15.1.- Activos por impuestos diferidos.	73.-
15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	73.-
15.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	74.-
15.4.- Compensación de partidas.	74.-
16.- PRESTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES Y OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	75.-
16.1.- Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses.	75.-
16.2.- Préstamos bancarios - Desglose de monedas y vencimientos.	76.-
16.3.- Obligaciones con el público (bonos).	82.-
16.4.- Obligaciones con el público (pagarés).	84.-
17.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	85.-
18.- PROVISIONES.	85.-
18.1.- Provisiones – saldos.	85.-
18.2.- Movimiento de las provisiones.	89.-
19.- OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO Y OTROS BENEFICIOS.	90.-
19.1.- Detalle del rubro.	90.-
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	90.-
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	90.-
19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	91.-
19.5.- Hipótesis actuariales.	91.-
20.- INGRESOS DIFERIDOS.	91.-
21.- PATRIMONIO NETO.	92.-
21.1.- Capital suscrito y pagado.	92.-
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	92.-
21.3.- Dividendos.	92.-
21.4.- Otras reservas.	93.-
22.- INGRESOS.	94.-
22.1.- Ingresos ordinarios.	94.-
22.2.- Otros ingresos de la operación.	94.-
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	95.-
23.1.- Gastos por naturaleza.	95.-
23.2.- Gastos de personal.	95.-
23.3.- Depreciación y amortización.	95.-
23.4.- Resultados financieros.	96.-
24.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.	97.-

		Pág N°
25.-	UTILIDAD POR ACCION.	99.-
26.-	INFORMACION POR SEGMENTO.	99.-
	26.1.- Criterios de segmentación.	99.-
	26.2.- Cuadros patrimoniales.	100.-
	26.3.- Cuadros de resultados.	104.-
27.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	108.-
	27.1.- Juicios y otras acciones legales.	108.-
	27.2.- Juicios ante tribunales arbitrales.	122.-
	27.3.- Sanciones administrativas.	125.-
	27.4.- Restricciones.	126.-
28.-	GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	126.-
	28.1.- Garantías comprometidas con terceros.	126.-
29.-	DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	129.-
30.-	MEDIO AMBIENTE.	130.-
31.-	HECHOS POSTERIORES.	130.-
32.-	TRANSICION A LAS NIIF.	131.-
	32.1.- Bases de la transición a las NIIF.	131.-
	32.2.- Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por el Grupo CGE.	131.-
	32.3.- Conciliación del patrimonio neto a la fecha de transición.	133.-
	32.4.- Conciliación del patrimonio neto y resultados integrales a la fecha de los últimos estados financieros anuales preparados bajo PCGA chilenos y NIIF.	134.-
	32.5.- Conciliación del patrimonio neto y resultados integrales al 30 de junio de 2008.	135.-
	32.6.- Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.	136.-

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES
Revisión de estados financieros intermedios

Santiago, 28 de agosto de 2009

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

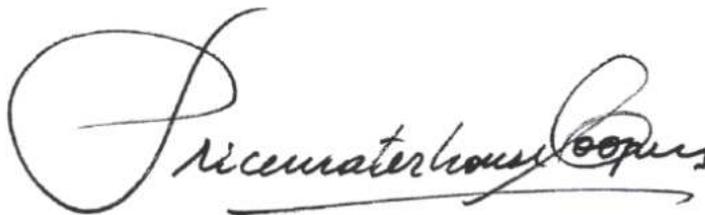
1. Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de junio de 2009 y los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2009 y 2008 y los correspondientes estados consolidados intermedios de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas mismas fechas. La Administración de Compañía General de Electricidad S.A. es responsable por la preparación y presentación de estos estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas de acuerdo con la NICCH 34 y NIC 34 “Información financiera intermedia” incorporadas en las Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), respectivamente. No hemos revisado los estados financieros intermedios a las fechas antes señaladas de las asociadas Cemento Polpaico S.A., GNL Quintero S.A. y GNL Chile S.A., cuyos valores patrimoniales totales representan activos por M\$ 39.942.703 y utilidades netas devengadas por M\$ 1.881.552. Dichos estados financieros intermedios fueron revisados por otros auditores independientes, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestro informe, en lo que se refiere a los importes incluidos por las mencionadas sociedades, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. Nuestra responsabilidad es emitir un informe sobre esta información financiera intermedia basados en nuestra revisión.
2. Hemos efectuado la revisión de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de estas revisiones es significativamente menor que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.
3. Basados en nuestra revisión y en los informes de otros auditores, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, para que éstos estén de acuerdo con la NICCH 34 y la NIC 34 incorporadas en las Normas de Información Financiera de Chile y Normas Internacionales de Información Financiera, respectivamente.

Santiago, 28 de agosto de 2009
Compañía General de Electricidad S.A.

2

4. Anteriormente hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados de situación financiera consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre 2008 y de apertura al 1 de enero de 2008 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado al 31 de diciembre de 2008, que la Administración ha preparado como parte del proceso de convergencia de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias a las Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) y Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).


Javier Gatica Menke
RUT:7.003.684-5



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008.
(Expresados en miles de pesos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	53.264.373	39.623.629	30.910.965
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	6	0	9.150.000	0
Activos Financieros Disponibles para la Venta, Corriente	7	16.683	18.595	244.267
Otros Activos Financieros, Corriente		10.686	10.458	51.842
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	8	305.956.382	293.496.444	241.073.842
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	9	8.893.952	7.576.437	7.802.797
Inventarios	10	74.957.069	57.493.043	56.507.697
Activos de Cobertura, Corriente	6	241.652	0	199.767
Pagos Anticipados, Corriente		3.795.728	1.907.288	1.327.863
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes		6.161.431	15.837.743	5.511.211
Otros Activos, Corriente		588.780	1.024.527	866.220
Total Activos Corrientes en Operación		453.886.736	426.138.164	344.496.471
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta		603.864	603.864	603.864
Total Activos Corrientes		454.490.600	426.742.028	345.100.335
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Activos Financieros Disponibles para la Venta, No Corriente	7	6.277.905	8.563.556	7.009.867
Otros Activos Financieros, No Corriente		76.810	76.810	90.494
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	8	26.537.112	23.489.481	15.453.583
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	9	3.185.561	724.065	38.245.469
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	11	75.310.538	114.196.858	82.161.176
Activos Intangibles, Neto	12	533.635.761	538.176.687	515.196.506
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	14	2.111.080.213	2.107.988.859	1.869.409.626
Propiedades de Inversión	13	10.932.554	11.009.561	11.312.990
Activos por Impuestos Diferidos	15	14.789.826	16.264.947	15.091.153
Pagos Anticipados, No Corriente		30.873	15.140	0
Otros Activos, No Corriente		10.863.947	11.839.533	10.033.521
Total Activos No Corrientes		2.792.721.100	2.832.345.497	2.564.004.385
TOTAL ACTIVOS		3.247.211.700	3.259.087.525	2.909.104.720

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008.
(Expresados en miles de pesos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente	16	227.597.341	185.681.389	258.985.304
Otros Pasivos Financieros, Corriente		619.451	571.019	461.643
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	17	190.252.923	192.862.652	171.618.258
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	9	2.844.134	2.563.732	1.699.686
Provisiones, Corriente	18	22.738.765	28.717.891	29.474.928
Otros Pasivos, Corriente		1.238.145	2.192.509	2.149.875
Ingresos Diferidos, Corriente	20	9.010.411	6.560.252	10.902.406
Obligación por Beneficios Post Empleo, Corriente	19	589.573	611.533	749.412
Pasivos de Cobertura, Corriente	6	1.046.086	0	2.878.661
Pasivos Acumulados (o Devengados),. Total		11.642.679	14.822.959	10.477.302
Total Pasivos Corrientes		467.579.508	434.583.936	489.397.475
PASIVOS NO CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes	16	1.238.672.955	1.276.236.698	992.483.099
Otros Pasivos Financieros, no Corriente		5.265.509	5.617.208	5.531.349
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	17	5.536.411	6.462.517	4.544.869
Provisiones, no Corriente	18	35.176.418	71.749.912	43.118.216
Pasivos por Impuestos Diferidos	15	179.310.509	179.133.212	158.179.178
Otros Pasivos, No Corrientes		13.484.579	10.789.661	8.495.412
Ingresos Diferidos, No Corriente	20	106.443	150.163	160.665
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	19	43.079.431	42.779.278	39.485.005
Pasivos de Cobertura, no Corriente	6	1.767.466	0	0
Total Pasivos No Corrientes		1.522.399.721	1.592.918.649	1.251.997.793
TOTAL PASIVOS		1.989.979.229	2.027.502.585	1.741.395.268
PATRIMONIO NETO				
Capital Emitido	21	553.054.022	553.054.022	507.854.933
Otras Reservas	21	324.604.980	347.930.818	292.950.114
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)		26.066.158	(28.127.498)	19.963.977
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio				
Neto de Controladora		903.725.160	872.857.342	820.769.024
Participaciones Minoritarias		353.507.311	358.727.598	346.940.428
Total Patrimonio Neto		1.257.232.471	1.231.584.940	1.167.709.452
Total Patrimonio Neto y Pasivos		3.247.211.700	3.259.087.525	2.909.104.720

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION
Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.
(Expresados en miles de pesos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Ingresos Ordinarios, Total	22	886.621.317	828.091.724	435.143.344	425.424.170
Costo de Ventas	23	731.088.979	682.253.674	351.800.926	343.068.969
Margen bruto		155.532.338	145.838.050	83.342.418	82.355.201
Otros Ingresos de Operación, Total	22	19.436.241	15.080.587	10.779.099	8.214.520
Costos de Mercadotecnia	23	2.526.319	2.393.298	388.483	176.121
Costos de Distribución	23	6.054.507	6.528.583	4.351.642	5.003.754
Gastos de Investigación y Desarrollo	23	19.103	0	17.146	0
Gastos de Administración	23	63.093.511	55.043.712	32.685.291	31.168.236
Otros Gastos Varios de Operación	23	1.389.303	1.179.268	751.373	433.306
Costos Financieros	23	39.465.460	31.359.314	20.257.177	14.354.156
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	11	5.321.423	5.056.954	1.591.136	2.694.658
Diferencias de cambio	23	3.936.381	896.111	2.424.285	(141.060)
Resultados por Unidades de Reajuste	23	31.877.761	(37.435.707)	3.874.660	(26.938.467)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		(1.089.182)	931.280	(1.090.590)	(496.057)
Otras Ganancias (Pérdidas)		4.761.000	(4.374.364)	(500.732)	(4.503.865)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		107.227.759	29.488.736	41.969.164	10.049.357
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	24	15.585.288	8.748.852	8.047.634	3.480.535
Ganancia (Pérdida)		91.642.471	20.739.884	33.921.530	6.568.822

Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora		76.223.227	23.818.847	26.734.212	4.673.966
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria		15.419.244	(3.078.963)	7.187.318	1.894.856
Ganancia (Pérdida)		91.642.471	20.739.884	33.921.530	6.568.822

Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción (en pesos chilenos)		201,39	62,93	70,64	12,35
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción de Operaciones Discontinuas		0,00	0,00	0,00	0,00
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción de Operaciones Continuas	25	201,39	62,93	70,64	12,35

ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Ganancia (Pérdida)		91.642.471	20.739.884	33.921.530	6.568.822
Activos Financieros Disponibles para la Venta		(2.220.257)	0	(1.014.533)	0
Cobertura de Flujo de Caja		(3.758.486)	0	(3.758.486)	0
Ajustes por Conversión		(18.688.574)	2.178.150	(11.292.234)	8.251.117
Ajustes de Asociadas		(9.960.910)		(9.960.910)	0
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		(727.168)	0	(522.195)	0
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		(33.901.059)	2.178.150	(25.503.968)	8.251.117
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		57.741.412	22.918.034	8.417.562	14.819.939

Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		58.347.672	26.544.780	15.130.155	11.708.633
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a Participaciones Minoritarias		(606.260)	(3.626.746)	(6.712.593)	3.111.306
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		57.741.412	22.918.034	8.417.562	14.819.939

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.
(Expresados en miles de pesos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio neto	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas						Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total	Cambios en Participaciones Minoritarias	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	Acciones Ordinarias		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas de Conversión	Reservas por Revaluación	Reservas de Coberturas	Reservas de Disponibles para la Venta	Otras Reservas Varias				
	Capital en Acciones	Prima de Emisión										
30 de junio de 2009												
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	553.054.022	0	90.124.222	9.256.450	290.266.655		(4.126.053)	(37.590.456)	(28.127.498)	872.857.342	358.727.598	1.231.584.940
Ajustes de Periodos Anteriores (Presentación)												
Ajustes de Periodos Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Inicial Reexpresado	553.054.022	0	90.124.222	9.256.450	290.266.655	0	(4.126.053)	(37.590.456)	(28.127.498)	872.857.342	358.727.598	1.231.584.940
Cambios (Presentación)												
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				(11.778.006)	0	(2.684.526)	(540.918)	(2.872.105)	76.223.227	58.347.672	(606.260)	57.741.412
Dividendos			0					0	27.630.013	27.630.013		27.630.013
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	0	0	0	(5.450.283)	0	0	0	5.600.442	150.159	(4.614.027)	(4.463.868)
Cambios en Patrimonio	0	0	0	(11.778.006)	(5.450.283)	(2.684.526)	(540.918)	(2.872.105)	54.193.656	30.867.818	(5.220.287)	25.647.531
Saldo Final Periodo Actual 30/06/2009	553.054.022	0	90.124.222	(2.521.556)	284.816.372	(2.684.526)	(4.666.971)	(40.462.561)	26.066.158	903.725.160	353.507.311	1.257.232.471
30 de junio de 2008												
Saldo Inicial Periodo Anterior 01/01/2008	507.854.933		90.124.222	0	207.923.073		(4.543.309)	(553.872)	19.963.977	820.769.024	346.940.428	1.167.709.452
Ajustes de Periodos Anteriores (Presentación)												
Ajustes de Periodos Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Inicial Reexpresado	507.854.933	0	90.124.222	0	207.923.073	0	(4.543.309)	(553.872)	19.963.977	820.769.024	346.940.428	1.167.709.452
Cambios (Presentación)												
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				2.725.933					23.818.847	26.544.780	(3.626.746)	22.918.034
Dividendos									28.765.492	28.765.492		28.765.492
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	16.251.358				(4.138.150)			(16.078.764)	(4.475.494)	(8.441.050)		(8.441.050)
Cambios en Patrimonio	16.251.358	0	0	2.725.933	(4.138.150)	0	0	(16.078.764)	(9.422.139)	(10.661.762)	(3.626.746)	(14.288.508)
Saldo Final Periodo Anterior 30/06/2008	524.106.291	0	90.124.222	2.725.933	203.784.923	0	(4.543.309)	(16.632.636)	10.541.838	810.107.262	343.313.682	1.153.420.944

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.
(Expresados en miles de pesos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	Nota	30-06-2009 M\$	30-06-2008 M\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones			
Importes Cobrados de Clientes		1.042.283.760	1.037.652.913
Pagos por Desembolsos en Investigación y Desarrollo		19.103	0
Pagos a Proveedores		856.135.462	875.686.847
Remuneraciones Pagadas		51.810.494	46.259.583
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido		40.523.525	36.334.039
Otros Cobros (Pagos)		7.260.477	1.711.025
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones		101.055.653	81.083.469
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación			
Importes Recibidos por Dividendos Clasificados como de Operación		2.462.191	7.428.161
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Operación		1.266.234	807.175
Pagos por Intereses Clasificados como de Operaciones		37.824.289	31.871.988
Importes Recibidos por Impuestos a las Ganancias Devueltos		7.106.206	7.877.302
Pagos por Impuestos a las Ganancias		8.360.860	7.759.425
Otras Entradas (Salidas) Procedentes de Otras Actividades de Operación		4.789.424	840.966
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación		(30.561.094)	(22.677.809)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación		70.494.559	58.405.660
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión			
Importes Recibidos por Desapropiación de Propiedades, Planta y Equipo		208.744	186.598
Importes Recibidos por Desapropiación de Otros Activos Financieros		0	561.702
Importes Recibidos por Desapropiación de Otros Activos		61.270	17.677
Reembolso de Anticipos de Préstamos en Efectivo y Préstamos Recibidos		0	1.091.816
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Inversión		4.039.212	1.288.506
Incorporación de propiedad, planta y equipo		59.796.689	69.133.431
Pagos para Adquirir Propiedades de Inversión		0	10.694
Pagos para Adquirir Activos Intangibles		2.379.110	5.319.391
Pagos para Adquirir Subsidiarias, Neto del Efectivo Adquirido		588	0
Pagos para Adquirir Asociadas		8.267.822	1.250.144
Préstamos a empresas relacionadas		0	26.425.410
Préstamos a entidades no relacionadas		0	1.736.108
Pagos para Adquirir Otros Activos Financieros		10.630	579.073
Otros desembolsos de inversión		96.718	2.626.082
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		(66.242.331)	(103.934.034)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación (Presentación)			
Obtención de préstamos		500.662.049	521.370.855
Importes Recibidos por Emisión de Otros Pasivos Financieros		0	37.106.831
Pagos de préstamos		441.814.725	464.962.584
Reembolso de Otros Pasivos Financieros		13.775.053	10.958.912
Pagos por Dividendos a Participaciones Minoritarias		24.499.522	26.998.325
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa		10.475.631	11.886.390
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Financiación		(266.233)	(429.765)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación		9.830.885	43.241.710
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		14.083.113	(2.286.664)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo		(442.369)	21.669
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		0	112
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	5	39.623.629	30.910.965
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	5	53.264.373	28.646.082

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTES AL PERIODO DE SEIS MESES TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2009.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.) es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Teatinos N° 280 piso 19 en la ciudad de Santiago, 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 y 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, generación de energía eléctrica y en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como el de gas natural, (en adelante denominados el "Grupo CGE").

Los estados financieros consolidados del Grupo CGE correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2009 y, posteriormente presentados a la Junta Ordinaria de Accionistas con 21 de abril de 2009, quien aprobó los mismos. Estos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G. y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, los cuales no coinciden con los saldos del ejercicio 2008 que han sido incluidos en los presentes estados financieros consolidados intermedios, debido a que estos han sido reexpresados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH). En Nota N° 32 se detalla la reconciliación de patrimonio neto, resultados del período.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período de seis meses terminado al 30 de junio de 2009 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.928 del 28 de agosto de 2009.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios del Grupo CGE han sido preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 incorporada en las NIIF, emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB") y la NICCH 34 incorporada en las NIFCH emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico, modificado por la revaluación de propiedades, plantas y equipos, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados).

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

2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.

Las siguientes NIIF e Interpretaciones del CINIIF han sido emitidas., las cuales no son de aplicación obligatoria a la fecha de emisión de los presentes estados financieros:

Normas y enmiendas	Contenido	Fecha de aplicación obligatoria (*)
NIIF 1: Revisada	Adopción por primera vez de las normas internacionales de Información Financiera	01 de julio de 2009
NIIF 3: Revisada	Combinación de negocio	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39 y NIIF 7	Reclasificación de activos financieros	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39	Reclasificación de activos financieros: Fecha efectiva de transición	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39	Elección de partidas cubiertas	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27	Estados financieros consolidados y separados	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIIF 2	Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados 01 de enero de 2010
Interpretaciones CINIIF 17	Distribución a los propietarios de activos no monetarios	01 de julio de 2009.
Interpretaciones CINIIF 18	Transferencia de activos desde clientes	01 de julio de 2009

(*) Ejercicios iniciados a contar de la fecha indicada.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros del Grupo CGE.

2.3.- Bases de consolidación.

2.3.1.- 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 filiales 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. 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 los intereses minoritarios. 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 filial 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 filiales.

2.3.2.- Transacciones e interés minoritario.

El Grupo CGE aplica la política de tratar las transacciones con el interés minoritario como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de interés minoritario, 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 del interés minoritario, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

2.3.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se integran por el método del valor patrimonial como se describe en la NIC 28 Inversiones en Asociadas.

2.3.4.- 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 de otros resultados integrales).

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 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 de resultados.

2.4.- Entidades subsidiarias.

2.4.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación.

País	RUT	Nombre Sociedad	Porcentaje de participación			
			30/06/2009			31/12/2008
			Directo	Indirecto	Total	Total
Chile	99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	99,6519		99,6519	99,6373
Chile	90.310.000-1	Gasco S.A.	56,6244	---	56,6244	56,6244
Chile	86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	97,9448	---	97,9448	97,9448
Chile	96.719.210-4	CGE Transmisión S.A.	99,9877	0,0123	100,0000	100,0000
Chile	91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,5717	---	99,5717	99,5717
Chile	99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	99,9916	---	99,9916	99,9916
Chile	99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	99,7942	---	99,7942	99,7942
Chile	98.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	99,9958	0,0042	100,0000	100,0000
Chile	83.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	99,0700	0,9300	100,0000	100,0000
Chile	89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	99,9994	0,0006	100,0000	100,0000
Chile	93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	99,9932	0,0068	100,0000	100,0000
Chile	96.837.950-k	Tecnet S.A.	99,7778	0,2222	100,0000	100,0000
Chile	76.412.700-5	CGE Generación S.A.	99,8750	0,1250	100,0000	100,0000
Chile	99.596.430-9	Novanet S.A.	99,7398	0,2602	100,0000	100,0000

2.4.2.- Entidades de consolidación indirecta.

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

Gasco S.A.:

Metrogas S.A.
Gasmar S.A.
Gasco Grand Cayman Limited.
Gasco Argentina S.A.
Gasco GLP S.A.
Gas Sur S.A.
Inversiones Invergas S.A.
Inversiones Atlántico S.A.
Automotive Gas Systems S.A.
Centrogas S.A.
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.
Financiamiento Domestico S.A.

Empresas Emel S.A.:

Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.
Empresa Eléctrica de Talca S.A.
Empresa Eléctrica de Arica S.A.
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Empresa Eléctrica Atacama S.A.
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
Emel Inversiones Chile Ltda.
Emelsabol Ltda.
Inversiones Eléctricas del Norte Ltda.
Inmobiliaria e Inversiones Aleph S.A.
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.
Empresa de Servicios de Medida y Certificación Ltda.
Emel Overseas Limited.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

Energía del Limarí S.A.

CGE Magallanes S.A.:

Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
Inversiones San Sebastián S.A.
T.V. Red S.A.

Transformadores Tusan S.A.:

Energy Sur S.A.
Hormigones del Norte S.A.
Ingeniería y Desarrollo Tecnológico S.A.

Inmobiliaria General S.A.:

Inmobiliaria Coronel S.A.
Luz S.A.

CGE Argentina S.A.:

Agua Negra S.A. (Argentina)
Energía San Juan S.A. (Argentina)
International Financial Investments S.A. (Argentina)
Los Andes Huarpes S.A. (Argentina)

2.5.- Transacciones en moneda extranjera.

2.5.1.- 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.

2.5.2.- 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, 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 ejercicio 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 otros resultados integrales.

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 en el valor razonable. 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 otros resultados integrales.

2.5.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / U.F.	\$ CL / \$ AR
31-12-2007	496,89	19.622,66	157,74
30-06-2008	526,05	20.252,71	173,90
31-12-2008	636,45	21.452,57	184,32
30-06-2009	531,76	20.933,02	140,13

2.5.4.- 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.

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 periodo, según corresponda.

2.6.- 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 y servicios para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 26.

2.7.- Propiedades, plantas y equipos.

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.

El resto de los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación.

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 del activo fijo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o periodo 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 reservas en el patrimonio. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan directamente a la cuenta reserva por 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 por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de los activos fijos 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 activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre de balance, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de los activos.

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

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

2.8.- 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 de mercado, por medio de retasaciones independientes.

2.9.- Activos intangibles.

2.9.1.- 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 se incluye en activos intangibles.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en coligadas, 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 de resultados.

2.9.2.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo histórico, 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.

2.9.3.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización.

Sin embargo, la vida útil indefinida deberá ser objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.9.4.- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. 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 deberá ser 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.

2.9.5.- 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), a menos que la concesión posea un plazo de expiración, en cuyo caso éste será la vida útil asignada. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.9.6.- Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valoran 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 se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

2.9.7.- 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 y un porcentaje adecuado de gastos generales.

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

2.9.8.- 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 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.

2.10.- Costos por intereses.

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

2.11.- 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 balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.12.- 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, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

2.12.1.- 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).

2.12.2.- 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 de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.12.3.- Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento.

Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración de la Sociedad tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si la Sociedad vendiese un importe que no fuese insignificante de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta. Estos activos financieros disponibles para la venta se incluyen en activos no corrientes, excepto aquellos con vencimiento inferior a 12 meses a partir de la fecha del balance, que se clasifican como activos corrientes.

2.12.4.- 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 del balance.

2.12.5.- Reconocimiento y medición de activos financieros.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones 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.

Las inversiones 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 patrimonio y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar, y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento 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 periodo 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 cuando se ha establecido el derecho del Grupo CGE a percibir los pagos por los dividendos.

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 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 otros resultados integrales. 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 en el valor razonable. 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 otros resultados integrales.

Cuando un título 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 Otros gastos de la operación.

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 otros ingresos. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos cuando se ha establecido el derecho del Grupo 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), la Sociedad 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 Sociedad evalúa en la fecha de cada balance 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.

2.13.- 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. La Sociedad designa determinados derivados como:

- coberturas del valor razonable de pasivos reconocidos (cobertura del valor razonable);
- coberturas de un riesgo concreto asociado a un 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).

La Sociedad 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.

2.13.1.- 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 relacionadas 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 “gastos 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 “gastos 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 periodo remanente hasta su vencimiento.

2.13.2.- 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 reconoce 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 periodos 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 activos fijos.

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 producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

2.13.3.- 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 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 otros

resultados integrales. 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.

2.13.4.- 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 ganancias y pérdidas.

2.14.- Inventarios.

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

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

El valor neto realizable es el precio de venta estimado o contrato de construcción de corresponder.

2.15.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable (valor nominal que incluye un interés implícito) y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método del tipo de interés efectivo, menos la provisión por pérdidas por deterioro del valor. Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El interés implícito se desagrega y reconoce como ingreso financiero a medida que se van devengando los intereses.

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.

2.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.17.- Capital social.

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

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

2.18.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.

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

2.19.- 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 la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

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

2.20.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a la renta 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 este caso, el impuesto también se reconoce en el patrimonio (a través del Estado de Otros Resultados Integrales).

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

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

punto de aprobarse en la fecha del balance 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.

2.21.- Beneficios a los empleados.

2.21.1.- Vacaciones del personal.

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

2.21.2.- Beneficios post jubilatorios.

La Sociedad mantiene beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la valorización de compra de salida (“buy-out valuation”).

2.21.3.- 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, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

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

Las ganancias y pérdidas actuariales se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor, y si corresponde se amortizan a resultados de acuerdo con lo

dispuesto por NIC 19 , cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

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

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 2.21.3.- 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.

2.21.5.- 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. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se cargan o abonan a los resultados del periodo en el que se producen.

2.21.7.- 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 la Compañía después de ciertos ajustes. El Grupo CGE reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

2.22.- Provisiones.

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 del balance, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

2.23.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad 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 propiedad, planta y equipos 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.

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

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, 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 a discreción de la Sociedad.

2.25.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.25.1.- 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

2.25.2.- Ventas de bienes.

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

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

2.25.3.- Ingresos por intereses.

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

2.25.4.- Ingresos por dividendos.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir su pago.

2.26.- Arrendamientos.

2.26.1.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario - Arrendamiento financiero.

La Sociedad arrienda determinados activos fijos. Los arrendamientos de activo fijo cuando 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 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.

2.26.2.- 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.

2.26.3.- 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 propiedad, 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.

2.27.- Contratos de construcción.

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

2.28.- Activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes (o Grupos en enajenación) se clasifican como activos mantenidos para la venta y se reconocen al menor valor entre su importe en libros y el valor razonable menos los costos necesarios para su venta, si su importe en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta en lugar de a través del uso continuado.

2.29.- Distribución de dividendos.

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

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

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

Desde el punto de vista de dividendos recibidos, el sector eléctrico aporta el 88%, constituyéndose en el negocio principal del Grupo CGE, el sector gas aporta un 6% y el resto corresponde a los dividendos pagados por el sector servicios y otras inversiones.

Las principales características de los mercados donde opera el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas; y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

3.1. Sector eléctrico.

3.1.1. Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus subsidiarias CGE Distribución, Conafe, Edelmag y Empresas Emel a través de sus distribuidoras Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal, que en conjunto abastecen a 2.266.218 clientes entre la Región de Arica y Parinacota a la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 5.659 GWh en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2009.

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 Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económica eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

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

El mercado ha sido dividido en dos categorías:

a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y;

b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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

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. En efecto, 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.

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

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias.

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, asegurando de esta manera, el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Entre las principales empresas generadoras que abastecen al Grupo CGE destacan: Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., en el SIC y GasAtacama Generación en el SING.

En el caso de la subsidiaria 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 Edelmag.

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas facultaron a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, suspender el suministro mediante la aplicación de

programas de corte y reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado. Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien dicha situación estuvo fuertemente supeditada a las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

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

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

i) Valor Agregado de Distribución.

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

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

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% \pm 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución. Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución remunerada:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

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

ii) Precios de Servicios Asociados al Suministro.

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

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

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base

de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

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

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

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.1.2. Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, El Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas Edet, Ejesa, Ejsedsa y su subsidiaria Energía San Juan abastecen a 747.511 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 1.629 GWh en el período comprendido entre enero y junio del presente año.

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.

3.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica es desempeñado principalmente por la subsidiaria CGE Transmisión, con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos. Esta filial posee alrededor del 25% de la potencia instalada de transformación y aproximadamente el 40% de las líneas de subtransmisión. Todas estas instalaciones representan un valor anualizado de inversiones (AVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 28% del AVI + COMA del total de las instalaciones de subtransmisión del sistema interconectado central.

Dentro de este negocio también participa la filial Transemel, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, Emelari, Eliqsa y Elecda. Adicionalmente, estas mismas distribuidoras junto con Emelat, Emelectric y Emetal, 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 la demanda requerida por las empresas distribuidoras del Grupo CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a las demandas inyectadas 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, que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años. El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

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

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

De lo anterior, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.2. Sector gas.

3.2.1 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 Antofagasta y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes, alcanzando al 30 de junio de 2009, una participación de mercado de 28% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria Gasmar, importa gas licuado para el mercado nacional.

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 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 permite una estabilidad en los flujos de ingresos de la empresa.

Abastecimiento.

Uno de los factores de riesgo en el negocio de comercialización de gas licuado lo constituye el abastecimiento de su materia prima. La subsidiaria Gasmar, principal proveedor de gas licuado de Gasco GLP, tiene la capacidad para minimizar este riesgo al importar este combustible desde distintos países del mundo tales como: 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.

Por otro lado, Gasmar opera en un mercado que se encuentra expuesto a riesgos comerciales por el desfase de tiempo entre la compra y la venta de gas propano. La

empresa adquiere en el mercado internacional entre 15 y 70 días antes que se realice la venta del producto, lo que genera un riesgo por las variaciones que puedan existir durante ese período en el precio internacional de referencia Mont Belvieu y el tipo de cambio. Para mitigar la exposición a este riesgo, la empresa ha implementado un programa de cobertura a través de la compraventa de seguros de cambio y swaps de propano.

3.2.2. 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 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. En la zona noroeste de Argentina distribuye gas natural por intermedio de Gasnor y Gasmarket. Gasco también participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas asociadas Gasoducto del Pacífico y Gasandes.

Al finalizar el presente semestre, el número total de clientes abastecidos por Metrogas, Gas Sur y Gasco Magallanes alcanza los 530.697, mientras que Gasnor provee de gas natural a 396.613 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 el riesgo de 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. Esta situación se ve adicionalmente afectada por la imposición de retenciones a las exportaciones de gas natural decretadas por la autoridad argentina.

Abastecimiento.

Con respecto al riesgo de suministro, tanto Metrogas como Gas Sur importan 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.

Debido a las restricciones a los envíos de gas natural desde Argentina en los últimos años, y con el objeto de reducir el riesgo de suministro, especialmente a los clientes residenciales y comerciales, Metrogas ha dispuesto de un sistema de respaldo de propano-aire (gas natural sintético), el cual puede ser inyectado a las redes de distribución en reemplazo del gas natural, con el objeto de entregar suministro básico a los clientes residenciales y comerciales, esto es para cocina y agua caliente. Este sistema

entró en operación con el objeto de complementar los envíos de gas natural desde Argentina y asegurar el suministro a toda la Región Metropolitana. Cabe destacar, que la nueva planta de respaldo de propano-aire ubicada en la comuna de Peñalolén, está concluida y lista para operar, de resultar ello necesario por ausencia total de suministro de gas natural desde Argentina. Para estos efectos, Metrogas tiene contratos de abastecimiento de propano con Gasco GLP, Gasmar y Enap. Adicionalmente, Metrogas está en condiciones de utilizar nafta, gas licuado y/o biogás en reemplazo del gas natural utilizado en la fabricación del gas de ciudad, sistema independiente que abastece a cerca del 8% de los clientes de la distribuidora ubicados en la zona más antigua de la red.

La demanda de los clientes industriales en tanto, que se vio fuertemente afectada por los menores envíos de gas desde Argentina, en especial durante el año 2008 y comienzos del 2009, fue parcialmente abastecida durante el segundo trimestre del presente ejercicio, debido al excedente de gas enviado a la distribuidora Metrogas desde Argentina. Si bien es predecible que continuarán las restricciones desde Argentina, se espera que este segmento sea atendido en su mayor parte, una vez iniciada la operación del terminal de regasificación de GNL.

Por otro lado, Gas Sur está orientado a atender clientes residenciales y comerciales en la Región del Bío Bío, cuyo consumo respecto al volumen total de gas comercializado en su zona de influencia es bajo. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa también cuenta con plantas de respaldo propano-aire, para las cuales tiene contrato de abastecimiento de GLP con Enap, que le permiten abastecer el 100% de su demanda en caso de corte total desde Argentina.

Cabe mencionar que conforme a lo establecido por la Resolución N° 754/2004, modificada posteriormente por la Resolución N° 1561/2007 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles los clientes residenciales y comerciales tanto de Metrogas y Gas Sur tienen una máxima prioridad de abastecimiento ante cualquier otro tipo de consumo.

Con el fin de mitigar el potencial riesgo de desabastecimiento y asegurar la independencia energética de la zona central del país, se encuentra en desarrollo el proyecto de construcción de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en la Bahía de Quintero, Región de Valparaíso, en el cual Metrogas participa como socio con un 20% de la propiedad. El terminal ha continuado avanzando en el cumplimiento de sus etapas, estimándose que la puesta en marcha de la alternativa fast track, se realizaría durante el segundo semestre de 2009. Este terminal permitirá a la empresa GNL Chile, en la cual también participa Metrogas, recibir gas natural licuado desde distintos países del mundo a través del contrato firmado con BG Group, uno de los líderes mundiales en la producción y comercialización de gas natural.

Adicionalmente, se está estudiando la posibilidad de implementar un sistema de gasoductos virtuales para asegurar el suministro de gas natural en la VIII región, mediante el envío de GNL desde el Terminal de Quintero.

Dado todo lo anterior, el riesgo de desabastecimiento para clientes residenciales y comerciales de las empresas distribuidoras de gas natural producto de restricciones del gas argentino es bajo, y se han tomado las medidas para reducir de manera significativa el riesgo de suministro.

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

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

3.3.1 Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, la administración ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera es un 98% en Unidades de Fomento o pesos chilenos y el saldo en moneda extranjera. En el caso de la subsidiaria Gasmar, cuya moneda funcional es el dólar norteamericano, ésta mantiene un programa de cobertura de tipo de cambio a través de la compraventa de seguros de cambio con el fin de cubrir las diferencias que se producen entre la compra de la materia prima denominada en dólares y su consiguiente venta a las distribuidoras nacionales en pesos chilenos.

	M\$	%
Deuda en pesos o UF	1.396.524.580	95%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	43.883.981	3%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	25.861.735	2%
Total deuda financiera	1.466.270.296	100%

En el caso de la deuda en dólares, El Grupo CGE ha optado mayoritariamente por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Actualmente, El Grupo CGE posee un stock de deuda en moneda extranjera de M\$ 69.745.716, de los cuales M\$ 43.883.981 se encuentran cubiertos de la variación del tipo de cambio y reexpresados en Unidades de Fomento mediante cross currency swaps.

Al cierre del presente semestre, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 531,76, es decir un 16,4% inferior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2008, fecha en que alcanzó un valor de \$ 636,45.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el efecto en los resultados del Grupo CGE debido a la variación del tipo de cambio, si no se hubiere aplicado una política de cobertura mediante la contratación

del referido cross currency swap, considerando escenarios adicionales de $\pm 1\%$ en el valor de cierre del dólar observado al 30 de junio de 2009.

	MUS\$	Escenario		
		US\$ -1%		US\$ +1%
		526,44	531,76	537,08
	MUS\$	M\$	M\$	M\$
Al 31/12/08	82.000	52.188.900	52.188.900	52.188.900
Al 30/06/09	82.000	43.168.277	43.604.320	44.040.363
Efecto en Diferencia de Cambio		9.020.623	8.584.580	8.148.537

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Compañía podría haber oscilado entre M\$ 9.020.623 y M\$ 8.148.537 en el semestre recién concluido, considerando los escenarios descritos.

Debido a la política de cobertura determinada por el Grupo CGE, esta deuda, cuyo capital es de MUS\$ 82.000, se fijó, al momento de la contratación de los cross currency swap, en un valor de MUF 2.047,9. Bajo estas circunstancias, el efecto en resultados debido a la variación del valor de la unidad de fomento en el presente semestre, alcanzó a una utilidad de M\$ 1.064.018.

	UF	M\$
Al 31 de diciembre de 2008	2.047.962	43.934.048
Al 30 de junio de 2009	2.047.962	42.870.030
Resultado por unidad de reajuste		1.064.018

3.3.2 Riesgo de variación Unidad de Fomento.

Al 30 de junio de 2009, la Compañía mantiene un 86% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de junio de 2009, los resultados antes de impuestos disminuirían en M\$ 12.589.039 y lo contrario sucede en el evento que la UF disminuya en un 1%.

3.3.3 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 81% de la deuda financiera a nivel consolidado 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 bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 1.113.398 de mayor gasto por intereses durante el semestre recién concluido. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 7.331.351 de mayor gasto.

3.3.4 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.

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

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y que corresponde a un 16% del total, de la cual el 21% corresponden a efectos de comercio. Por la naturaleza de estos instrumentos, siempre estarán registrados en el corto plazo, a pesar de que corresponden a emisiones efectuadas con cargo a líneas a 10 años.

Asimismo, la deuda financiera del Grupo CGE se encuentra estructurada en un 84% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios.

Efecto en Flujo de Caja por Cambios de Precios de Nudo.

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los cliente.

Efecto en Flujo de Caja por Cambios en el perfil de pago de los clientes.

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro.

Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en las empresas del sector eléctrico del Grupo CGE.

3.3.5 Riesgo de crédito.

En la actividad de distribución de electricidad, principal negocio del Grupo CGE, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes, permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago como herramienta de cobranza definida en la ley. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos. El riesgo está diversificado en un gran número de clientes residenciales, distribuidos geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente. Los clientes más grandes representan un porcentaje inferior al 2% de las ventas.

3.3.6 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 que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la Compañía al 30 de junio de 2009. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de la Compañía, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Cifras al 30 de junio de 2009	Pasivos Financieros a Valor Libros M\$	Pasivos Financieros a Valor Justo M\$	Valor Justo vs Valor Libros %
Bancos	525.278.927	475.575.672	-9,46%
Bonos y efectos de comercio	940.991.369	984.905.670	4,67%
Total deuda financiera	1.466.270.296	1.460.481.342	-0,39%

3.4 Control interno

El Grupo CGE cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico – financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también para todas sus subsidiarias.

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 N° 2.11. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada.

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.- Reconocimiento de ingresos.

El Grupo CGE utiliza el método de porcentaje de avance para reconocer los ingresos de sus contratos de construcción de obras para terceros y de construcción de transformadores relevantes. El método de reconocimiento de ingresos requiere que el Grupo CGE estime los servicios prestados a la fecha como una porción del total de servicios que serán entregados.

4.4.- 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 beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 19 se presenta información adicional al respecto.

4.5.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

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

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Efectivo en Caja	6.030.879	6.526.712	5.986.206
Saldos en Bancos	31.229.943	19.989.455	14.907.852
Depósitos a Corto Plazo	7.760.708	1.527.626	2.757.052
Otro Efectivo y Equivalentes al Efectivo	8.242.843	11.579.836	7.259.855
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	53.264.373	39.623.629	30.910.965

El efectivo y equivalentes a efectivo incluido en los estados de situación financiera al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 no difiere del presentado en el Estado de Flujos de Efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Información del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por moneda	Moneda	Saldo al		
		30-06-2009	31-12-2008	01-01-2008
		M\$	M\$	M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	CL \$	35.422.891	37.627.414	28.245.329
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	AR \$	1.273.817	750.851	1.700.976
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	US\$	16.566.620	1.222.988	947.559
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	Euro	1.045	22.376	17.101
Total de Efectivo y Equivalente al Efectivo		53.264.373	39.623.629	30.910.965

6.- INSTRUMENTOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE

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

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2008 incluía exclusivamente contratos de permuta de moneda y tasa de interés (cross currency interest rate swap) por MUS\$ 82.000, que se convierten a Unidades de fomento, destinados a cubrir flujos futuros de pago de deudas en moneda extranjera.

El valor justo de dichos contratos al 31 de diciembre de 2008 representa un activo de M\$ 9.150.000.

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.

Los cambios en los valores razonables de los activos clasificados en esta categoría se registran en la cuenta "otros ingresos de operación/otros gastos varios de operación" en el estado de resultados.

6.2.- Activos y pasivos de cobertura.

En el período finalizado al 30 de junio de 2009, los contratos descritos en el punto anterior fueron designados como instrumentos de cobertura de los flujos de caja vinculados al pago de la deuda en moneda extranjera por MUS\$ 82.000, en lo que se refiere a los riesgos de tipo de cambio y tasa de interés. El valor justo de dichos contratos al 30 de junio de 2009 asciende a un pasivo de M\$ 596.308.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009 y 01 de enero de 2008 es la siguiente.

Clase de Activos de Cobertura	30-06-2009			
	Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de Flujo de Caja	241.652	0	1.046.086	1.767.466
TOTAL	241.652	0	1.046.086	1.767.466

Clase de Activos de Cobertura	01-01-2008			
	Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de Flujo de Caja	199.767	0	2.878.661	0
TOTAL	199.767	0	2.878.661	0

Al 31 de diciembre de 2008, no existen instrumentos de cobertura.

6.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2009, 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 30 de junio de 2009.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor Razonable medido al final del		
	30-06-2009	Nivel I	Nivel II	Nivel III
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros				
	Corriente	No Corriente		
Derivados de cobertura de flujo de caja	241.652	0	0	241.652
Total Activos	241.652	0	0	241.652
Pasivos financieros				
Derivados de cobertura de flujo de caja	1.046.086	1.767.466	0	2.813.552
Total Pasivos	1.046.086	1.767.466	0	2.813.552

7.- ACTIVOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA LA VENTA.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Activos Financieros Disponibles para la Venta	Saldo al			Saldo al		
	Corriente			No corriente		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Instrumentos de Patrimonio	0	0	0	6.065.752	8.286.008	6.864.492
Fondo Mutuos	16.683	18.595	244.267	0	0	0
Otros	0	0	0	212.153	277.548	145.375
Total	16.683	18.595	244.267	6.277.905	8.563.556	7.009.867

El detalle de los instrumentos de patrimonio al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle de Activos Financieros Disponibles para la Venta				Saldos al					
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje de participación	Corrientes			No corrientes		
				30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
0-E	Banco Santander Río	Fondos Mutuos	0,00%	16.683	0	0	0	0	0
0-E	Banco Río de la Plata	Fondos Mutuos	0,00%	0	18.595	0	0	0	0
0-E	Banco de la Nación Argentina	Fondos Mutuos	0,00%	0	0	244.267	0	0	0
0-E	Gasoductos Gasandes S.A.(Argentina)	10.850.710	13,00%	0	0	0	4.101.983	5.627.469	4.650.779
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	22.464	13,00%	0	0	0	1.868.218	2.562.988	2.118.162
70.497.500-7	Estadio Español de Concepción S.A.	14	0,28%	0	0	0	3.886	3.886	3.886
70.393.200-2	Club de Campo La Posada S.A.	6	0,19%	0	0	0	1.167	1.167	1.167
70.341.300-5	Corporación Club Concepción	1	0,03%	0	0	0	1	1	1
92.970.000-7	Cem S.A.	257.174	0,09%	0	0	0	45.818	45.818	45.818
0-E	Portland General Electric Co.	1.010	0,00%	0	0	0	14.743	17.645	13.776
91.968.000-8	Inmobiliaria Club de la Unión de Punta Arenas S.A.	50	5,68%	0	0	0	6.960	6.960	6.960
99.581.910-4	Gráfica Puerto Madero S.A.	240	24,39%	0	0	0	8.531	8.531	8.531
90.694.000-0	Empresa Periodística La Nación S.A.	240	24,39%	0	0	0	8.531	8.531	8.531
73.116.100-3	Instituto de la Construcción	-	0,00%	0	0	0	2.904	2.904	2.904
70.024.300-1	Sociedad de Fomento Fabril	676	0,26%	0	0	0	282	282	282
0-E	Activo financiero Concesiones	-	0,00%	0	0	0	197.410	259.903	131.599
96.539.380-3	Ediciones Financieras S.A.	25	0,00%	0	0	0	17.471	17.471	17.471
Total				16.683	18.595	244.267	6.277.905	8.563.556	7.009.867

En lo que dice relación con la inversión de Metrogas en Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A., equivalente a una participación accionaria del 13%, en relación con la situación jurídica de los contratos de transporte en firme de gas natural, como supuesto se ha asumido que todos los cargadores renegocian sus contratos de transporte en los mismos términos, condiciones y costos que los considerados para el caso de Metrogas. Como consecuencia de lo anterior se ha considerado efectuar 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 Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A. bajo el escenario de contratos planteado.

SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A.

CGE Generación S.A., subsidiaria de CGE, en su proceso de conversión a Normas internacionales de Contabilidad (NIIF), evaluó la recuperabilidad de su inversión en Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (10%), por el método de los múltiplos de EBITDA según se describe en Nota N° 4.2, y del conocimiento de contratos onerosos con su matriz, lo cual dio como resultado el deterioro total de la inversión que mantenía al 31 de diciembre de 2007 por M\$ 7.511.811. Dicha evaluación se actualiza al cierre de cada período en base a la información disponible a esa fecha.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Corriente		
	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Neto	286.571.445	277.270.519	226.263.427
Cuentas por Cobrar por Arrendamiento Financiero, Neto	3.656.842	2.911.324	1.754.000
Otras Cuentas por Cobrar, Neto	15.728.095	13.314.601	13.056.415
Total	305.956.382	293.496.444	241.073.842

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	No corriente		
	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Neto	18.080.599	15.339.955	9.901.070
Cuentas por Cobrar por Arrendamiento Financiero, Neto	5.083.143	4.757.329	3.971.138
Otras Cuentas por Cobrar, Neto	3.373.370	3.392.197	1.581.375
Total	26.537.112	23.489.481	15.453.583

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corriente		
	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Bruto	315.102.143	302.480.921	245.612.334
Cuentas por Cobrar por Arrendamiento Financiero, Bruto	3.740.888	2.995.370	1.838.046
Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	16.505.155	14.075.350	13.725.443
Total	335.348.186	319.551.641	261.175.823

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	No corriente		
	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales, Bruto	18.507.223	15.921.066	10.401.584
Cuentas por Cobrar por Arrendamiento Financiero, Bruto	5.083.143	4.757.329	3.971.138
Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	3.373.370	3.392.197	1.581.375
Total	26.963.736	24.070.592	15.954.097

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no vencidos al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	201.341.573	187.076.794	145.924.293
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	3.953.641	3.057.274	2.132.906
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	5.715.150	7.039.978	4.392.844
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	20.368.008	19.288.403	11.694.320
Total Deudores Comerciales por vencer	231.378.372	216.462.449	164.144.363

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vencidos y no deteriorados al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar Vencidos y No Pagados pero No Deteriorado	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	81.623.967	80.985.914	78.707.470
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	7.444.256	10.303.523	7.009.504
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	6.457.846	4.818.382	3.054.337
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	5.589.053	4.415.657	3.611.751
Total Deudores Comerciales Vencido y No Pagado no Deteriorado	101.115.122	100.523.476	92.383.062

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Importe en Libros de Deudores Comerciales, Otras cuentas por cobrar Deteriorados	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deudores Comerciales	28.957.322	25.791.513	19.849.421
Cuentas por Cobrar por Arrendamiento Financiero	84.046	84.046	84.046
Otras Cuentas por Cobrar	777.060	760.749	669.028
Total	29.818.428	26.636.308	20.602.495

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Vencidos y No Pagados con Deterioro	Saldo al	
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Saldo Inicial	26.636.308	20.602.495
Baja de activos financieros deteriorados del período	172.748	511.297
Aumento o disminución del período	3.354.868	6.545.110
Saldo Final	29.818.428	26.636.308

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado.

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. El Grupo CGE no solicita colaterales en garantía.

9.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 49 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.

La Sociedad tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, las 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 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas						Saldos al					
R.U.T	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes		
						30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
0-E	Empresa Jujeña de Energía S.A.	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	120	29.105	480	0	0	0
0-E	Empresa Jujeña de Energía S.A.	Venta de materiales	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	236	0	36.231	0	0	0
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	637	639	378.558	0	0	0
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Asociada	AR \$	0	0	572.333	0	0	0
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Venta de materiales	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	0	30.915	38.277	0	0	0
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Dividendos	Hasta 90 días	Asociada	AR \$	1.423.710	274.861	230.772	0	0	0
0-E	Norelec S.A.	Dividendos	Hasta 90 días	Asociada	AR \$	1.384.657	575.748	146.923	0	0	0
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	69.869	1.840	11.772	0	0	0
91.337.000-7	Cementos Polpaico S.A.	Dividendos	Hasta 90 Días	Asociada	CL \$	0	0	2.647.896	0	0	0
65.241.300-5	Fundación Emel	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	6.193	1.060	22	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Ventas de activos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	0	260.197	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Venta de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	15.949	1.095	0	0	0	0
65.166.730-5	Fundación Gasco	Reembolso de Gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Indirecta	CL \$	8.309	6.710	6.713	0	0	0
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Dividendos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	US\$	2.854.714	1.325.342	0	0	0	0
0-E	Gasnor S.A.	Reembolso de Gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	US\$	205.193	233.090	159.777	0	0	0
0-E	Gascart S.A.	Comisiones	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	US\$	74.597	96.993	84.529	0	0	0
76.742.300-4	Gazel S.A.	reembolso de Gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	35.158	29.629	9.747	0	0	0
96.641.810-9	Gas Natural Producción S.A.	Aporte por Capitalizar	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	0	0	54.818	0	0	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	reembolso de Gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	8.480	7.891	18.463	0	0	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Aportes por capitalizar	Más de 1 año	Asociada	CL \$	0	0	0	2.281.712	0	0
96.861.390-1	Innergy Soluciones S.A.	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	0	0	136.248	0	0	0
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile S.A.	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Accionista de subsidiaria	CL \$	539	1.348	1.143	0	0	0
90.690.000-9	Empresas Copec S.A.	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Accionista de subsidiaria	CL \$	0	0	2.997	0	0	0
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Asociada	US\$	0	0	0	903.849	724.065	1.872.843
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Asociada	US\$	0	4.224.579	0	0	0	36.372.626
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Accionista de subsidiaria	CL \$	2.797.321	691.162	2.977.201	0	0	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Servicios prestados	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	7.639	4.430	2.813	0	0	0
5.333.806-2	Erich Grunttner Grimal	Cuentas del personal	Hasta 90 días	Accionista de subsidiaria	CL \$	0	12.000	0	0	0	0
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Cuentas del personal	Hasta 90 días	Accionista de subsidiaria	CL \$	0	28.000	0	0	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Servicios prestados	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	631	0	0	0	0	0
78.308.780-4	Sociedad de Ingeniería Buen Paso Ltda.	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	0	24.887	0	0	0
Total						8.893.952	7.576.437	7.802.797	3.185.561	724.065	38.245.469

9.1.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas						Saldos al					
R.U.T	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes		
						30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica del Tucumán S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	1.396	1.396	1.396	0	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	499	1.171	890	0	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	461	88	88	0	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Servicios recibidos	Más de 1 año	Asociada	CL \$	3.011	0	0	0	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	5.973	2.819	1.132	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	43.361	0	0	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	620.386	405.118	890.433	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Compra de activos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	728.398	0	0	0	0	0
93.698.000-1	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	2.431	93.408	0	0	0	0
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile S.A.	Compra de combustibles	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	74.174	15.000	25.815	0	0	0
78.308.780-4	Sociedad de Ingeniería Buen Paso Ltda.	Dividendos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	154.426	133.056	0	0	0
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Serv. de transporte terrestre	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	211.218	115.226	116.591	0	0	0
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Compra gas natural	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	1.096.382	806.674	317.124	0	0	0
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Dividendos por pagar	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	8.689	35.400	21.123	0	0	0
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Dividendos por pagar	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	4.343	17.700	10.520	0	0	0
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	23.719	23.719	0	0	0	0
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	324	550	110	0	0	0
93.698.000-1	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	18.970	0	97.114	0	0	0
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	165	271	504	0	0	0
96.923.660-6	Jordan S.A.	Compra de activos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	234	0	0	0	0	0
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	114	0	0	0	0
78.664.870-K	Ingeita Ltda.	Dividendos	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	0	10.499	15.939	0	0	0
9.180.607-K	Luis Neira Otero	Dividendos	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	0	10.992	9.471	0	0	0
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Dividendos	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	0	514.402	0	0	0	0
92.513.000-1	Navieras Ultragas Ltda.	Dividendos	Hasta 90 días	onista de subsid	CL \$	0	354.759	0	0	0	0
84.474.500-1	Cooperativa de Energía Eléctrica Ltda.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	0	57.908	0	0	0
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	0	472	0	0	0
Total						2.844.134	2.563.732	1.699.686	0	0	0

9.1.3. Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Transacciones											
R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	01-01-2009 al 30-06-2009 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-01-2008 al 30-06-2008 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-04-2009 al 30-06-2009 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-04-2008 al 30-06-2008 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Asociada	Intereses cobrados	0	0	14.497	14.497	0	0	4.227	4.227
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Asociada	Recaudación de préstamos	0	0	510.664	0	0	0	382.999	0
0-E	Empresa Jujeña de Energía S.A.	Asociada	Intereses cobrados	0	0	599	599	0	0	599	599
0-E	Gascart S.A.	Asociada	Aumentos de Capital	785.779	0	448.731	0	494.512	0	448.731	0
0-E	Gascart S.A.	Asociada	Comisiones	203.893	106.900	175.334	90.805	96.383	(610)	81.639	81.639
0-E	Gasnor S.A.	Asociada	Reembolso de gastos	11.407	(1.598)	9.908	(372)	9.774	0	7.331	(169)
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Asociada	Aumentos de Capital	1.973.304	0	0	0	0	0	0	0
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Asociada	Aumentos de Capital	170.112	0	0	0	0	0	0	0
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Accionista de subsidiaria	Recaudación de préstamos	0	0	9.667	0	0	0	0	0
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Accionista de subsidiaria	Préstamos otorgados	2.838	0	0	0	0	0	0	0
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Accionista de subsidiaria	Recaudación de préstamos	2.000	0	21.000	0	0	0	0	0
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos otorgados	224.413	0	0	0	224.413	0	0	0
76.742.300-4	Gazel S.A.	Asociada	Servicios prestados	60.826	25.746	36.895	23.915	26.129	13.087	9.664	12.050
76.742.300-4	Gazel S.A.	Asociada	Transferencias bancarias	49.857	0	36.535	0	22.128	0	16.194	0
76.742.300-4	Gazel S.A.	Asociada	Venta de gas natural	68.032	40.497	0	0	41.475	21.482	0	0
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Préstamos otorgados	0	0	26.828.964	0	0	0	0	0
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Intereses cobrados	0	0	1.419.405	1.419.405	0	0	976.094	976.094
77.947.900-5	Sandoval Latsague y Cía. Ltda.	Director común	Asesorías recibidas	12.647	(12.647)	12.429	(12.429)	6.294	(6.294)	6.505	(6.505)
78.308.780-4	Sociedad de Ingeniería Buen Paso Ltda.	Director común	Intereses cobrados	0	0	1.357	1.357	0	0	1.357	1.357
78.308.780-4	Sociedad de Ingeniería Buen Paso Ltda.	Director común	Recaudación de préstamos	0	0	26.127	0	0	0	26.127	0
78.447.910-2	Hotel Australis Ltda.	Director común	Servicios recibidos	653	(653)	1.910	(1.910)	445	(445)	1.665	(1.665)
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos	Indirecta	Serv. de transporte terrestre	1.559.989	(1.310.915)	1.422.852	(1.195.674)	1.002.432	(842.380)	889.884	(747.802)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Director común	Servicios recibidos	1.632	(1.632)	1.463	(1.463)	0	0	402	(402)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Director común	Serv. facturación y recaudación	40	(40)	0	0	40	(40)	0	0
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Accionista de subsidiaria	Venta de gas licuado	20.695.715	17.391.357	35.711.758	30.009.881	11.935.845	10.030.122	21.765.204	18.290.087
92.307.000-1	Rhona S.A.	Director común	Compra de activos	1.361.401	0	507.031	0	1.236.897	0	440.908	0

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 30 de junio de 2009 y 2008 (continuación).

Transacciones											
R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	01-01-2009 al 30-06-2009 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-01-2008 al 30-06-2008 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-04-2009 al 30-06-2009 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-04-2008 al 30-06-2008 M\$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono
92.307.000-1	Rhona S.A.	Director común	Asesorías recibidas	836	(836)	0	0	836	(836)	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Director común	Servicios recibidos	29.283	(29.283)	588	(588)	10.984	(10.984)	461	(461)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Director común	Compra de materiales	1.482.649	0	339.218	(6.375)	853.656	0	295.540	(6.375)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Director común	Servicios prestados	1.936	1.936	0	0	750	750	0	0
93.698.000-1	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Director común	Compra de materiales	277.164	5.848	804.374	(725)	151.129	0	419.407	(725)
94.478.000-9	Indiver S.A.	Accionista	Asesorías prestadas	15.146	15.146	0	0	7.550	7.550	0	0
94.478.000-9	Indiver S.A.	Accionista	Servicios prestados	4.743	4.743	3.285	3.285	1.988	1.988	1.650	1.650
94.478.000-9	Indiver S.A.	Accionista	Venta de materiales	1.169	899	20	20	899	899	20	20
94.478.000-9	Indiver S.A.	Accionista	Reembolso de gastos	162	0	0	0	73	73	0	0
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Director común	Servicios recibidos	172	(172)	1.177	(1.177)	0	0	957	(957)
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica de Santiago S.A.	Asociada	Servicios prestados	201	201	0	0	0	0	0	0
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica de Santiago S.A.	Asociada	Peajes y arriendos	138	138	0	0	0	0	0	0
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Asociada	Aumentos de Capital	3.642.632	0	0	0	0	0	0	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Asociada	Reembolso de gastos	589	0	59.717	0	236	0	1.535	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Asociada	Aumentos de Capital	420.435	0	801.413	0	420.435	0	354.545	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Asociada	Aportes por capitalizar	0	0	804.720	0	0	0	0	0
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Asociada	Capitalización cash call	0	0	1.496.918	0	0	0	0	0
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Asociada	Compra gas natural	4.472.582	(3.758.472)	3.327.545	(2.796.256)	2.615.668	(2.198.040)	2.735.506	(2.297.744)
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Asociada	Arriendos de oficinas	24.349	(24.349)	16.085	(16.085)	14.616	(14.616)	9.446	(9.446)
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Asociada	Reembolso de gastos	0	0	1.372	0	0	0	663	0
96.895.660-4	Inversiones El Raulí S.A.	Asociada	Servicios recibidos	13.292	(13.292)	10.475	(10.475)	5.964	(5.964)	5.239	(5.239)
96.923.660-5	Jordan S.A.	Director común	Compra de materiales	490	0	1.561	0	263	0	1.496	0
96.923.660-5	Jordan S.A.	Director común	Compra de activos	534	0	13.906	0	233	0	13.906	0
99.520.000-7	Cía. de Petroleos de Chile S.A.	Accionista de subsidiaria	Compra de combustibles	144.661	(104.799)	294.706	(247.652)	0	0	259.247	(217.854)
99.520.000-7	Cía. de Petroleos de Chile S.A.	Accionista de subsidiaria	Venta de gas licuado	6.925	5.819	4.001	3.363	129.661	(101.852)	893	2.191
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Asociada	Peajes y arriendos	119	119	0	0	0	0	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Asociada	Aumentos de Capital	1.275.560	0	0	0	1.275.560	0	0	0
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Director común	Servicios recibidos	1.274	(1.274)	1.257	(1.257)	1.274	(1.274)	751	(751)

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.

El equipo gerencial de Compañía General de Electricidad S.A. lo componen un Gerente General, cuatro Gerentes Corporativos de Área, un Fiscal Corporativo y ocho 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 21 de abril de 2009 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2009, los cuales fueron los mismos fijados en el ejercicio 2008:

- 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.

El detalle de los montos pagados por el período terminado al 30 de junio de 2009 y 2008 a los Señores Directores es el siguiente:

Retribución Directorio		01-01-2009 al 30-06-2009 M\$		01-01-2008 al 30-06-2008 M\$		01-04-2009 al 30-06-2009 M\$		01-04-2008 al 30-06-2008 M\$	
Nombre	Cargo	Directorio M\$	Comité de Directores M\$						
Jorge Eduardo Marín Correa	Presidente	435.419	3.690	433.267	3.471	156.867	1.343	147.938	1.080
José Luis Hornauer Herrmann	Vicepresidente	240.238	0	220.585	0	83.693	0	72.651	0
Francisco Javier Marín Jordán	Director	236.912	3.412	213.999	3.759	85.033	1.699	74.566	2.159
Juan Hornauer López	Director	221.652	210	243.642	198	83.297	0	83.785	0
Francisco Javier Marín Estévez	Director	229.194	0	253.214	0	86.500	0	87.675	0
Pablo José Pérez Cruz	Director	233.763	1.964	203.131	1.132	85.809	776	74.799	381
Juan Antonio Guzmán Molinari	Director	208.773	634	132.939	793	73.723	210	46.199	201
Totales		1.805.952	9.910	1.700.778	9.353	654.922	4.028	587.614	3.821

9.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave del Grupo CGE asciende a M\$ 1.562.643 por el período terminado al 30 de junio de 2009, (M\$ 607.659 por el período terminado al 30 de junio de 2008).

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 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Materias primas	7.092.937	8.400.183	6.006.611
Mercaderías	35.943.307	28.874.393	33.106.579
Suministros para la producción	2.970.705	1.223.796	1.542.394
Trabajos en curso	1.313.894	4.518.670	4.512.581
Bienes terminados	9.168.865	5.791.756	4.594.719
Otros inventarios (*)	18.467.361	8.684.245	6.744.813
Total	74.957.069	57.493.043	56.507.697

Detalle de otros inventarios (*)	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Inventarios para proyectos y repuestos	2.963.736	2.957.012	2.867.889
Materiales eléctricos	5.907.760	2.093.406	1.628.990
Materiales y equipos	926.125	1.017.442	1.063.126
Provisión de deterioro	1.078.394	1.028.972	1.487.991
Otros	9.748.134	3.645.357	2.672.799
Total	18.467.361	8.684.245	6.744.813

Información adicional de inventarios:

Inventarios al Valor Razonable Menos Costos de Venta	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios	538.967	560.222	32.063	66.132
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios	239.290	801.842	218.516	358.096
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo	17.702.397	16.064.929	9.890.268	8.919.709

11.- INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION.

La composición del rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 e información relacionada es la siguiente:

Al 30 de junio de 2009

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2008	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos Recibidos	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 30/06/2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	13.073.228		2.038.881		(1.617.498)	(3.247.821)		10.246.790
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,5000%	19,5000%	6.994.384		1.160.609		(1.544.239)	(1.694.097)		4.916.657
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,0000%	10,0000%	1.118.837		72.913		(113.200)	(213.245)		865.305
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	4.182.795	761.054	(490.223)	0	0	(1.064.820)	(188.374)	3.200.432
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	19,9981%	19,9981%	9.474.399	1.973.304	(7.421.243)	0	(1.759.269)	(1.558.477)	(33.331)	675.383
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	CL \$	20,0000%	20,0000%	3.123	0	0	0	0	0	170.112	173.235
Gasmart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	909.071	0	227.709	0	0	0	(835.544)	301.236
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	19,9991%	19,9991%	10.050.772	5.517.170	(15.510.942)	0	0	(1.653.310)	1.596.310	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,3300%	33,3300%	1	0	0	(138.814)	0	0	0	1
Cementos Polpaico S.A.	Chile	CL \$	41,1491%	41,1491%	28.933.004	0	2.078.118	0	0	(771.660)	(426.163)	29.813.299
Electro-Industrial Inversiones S.A.	Chile	CL \$	40,7691%	40,7691%	0	0	0	0	0	0	0	0
Innergy Transportes S.A.	Chile	CL \$	0,0002%	0,0002%	5	0	0	0	0	0	0	5
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,0000%	30,0000%	0	0	0	23.210.455	0	0	0	0
Innergy Soluciones S.A.	Chile	CL \$	0,0000%	0,0000%	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,1450%	36,1450%	0	0	0	0	0	0	0	0
Gazel S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	553.788	0	(101.477)	0	0	0	(137)	452.174
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.310	0	0	0	0	0	0	44.310
Inversiones El Raulí S.A.	Chile	CL \$	20,3810%	20,3810%	8.587.645	0	532.835	0	(570.710)	(397.866)	168.104	8.320.008
Campanario Generación S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	4.777.209	1.275.560	(52)	0	0	(886.949)	(3.846)	5.161.922
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	24.527.218	0	(182.773)	0	0	(14.017.160)	0	10.327.285
Tu Ves S.A.	Chile	CL \$	25,0000%	25,0000%	967.069		(154.573)					812.496
TOTALES					114.196.858	9.527.088	(17.750.218)	23.071.641	(5.604.916)	(25.505.405)	447.131	75.310.538

Al 31 de diciembre de 2008

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2008	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos Recibidos	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31/12/2008
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	10.124.076	0	3.756.459	0	(2.147.456)	1.340.149	0	13.073.228
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,5000%	19,5000%	5.804.321	0	2.076.900	0	(1.550.712)	663.875	0	6.994.384
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,0000%	10,0000%	883.698	0	105.469	0	(29.623)	159.293	0	1.118.837
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	3.496.911	448.731	(82.588)	0	0	691.364	(371.623)	4.182.795
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US \$	19,9981%	19,9981%	7.379.807	0	1.347.392	0	(961.006)	1.394.724	313.482	9.474.399
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	CL \$	20,0000%	20,0000%	0	0	0	0	0	0	3.123	3.123
Gasmart S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	563.909	0	408.184	0	0	0	(63.022)	909.071
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	19,9991%	19,9991%	6.054.265	0	2.296.134	0	0	1.700.373	0	10.050.772
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,3300%	33,3300%	1	0	0	(655.103)	0	0	0	1
Cementos Polpaico S.A.	Chile	CL \$	41,1491%	41,1491%	33.533.426	0	(2.053.394)	0	(3.518.324)	2.784.413	(1.813.117)	28.933.004
Electro-Industrial Inversiones S.A.	Chile	CL \$	40,7691%	40,7691%	116.727	0	0	0	0	0	(116.727)	0
Innergy Transportes S.A.	Chile	CL \$	0,0002%	0,0002%	0	0	(2)	0	0	0	7	5
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,0000%	30,0000%	0	0	0	(12.512.237)	0	0	0	0
Innergy Soluciones S.A.	Chile	CL \$	0,0000%	0,0000%	0	0	0	(1)	0	0	0	0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,1450%	36,1450%	0	0	0	0	0	0	0	0
Gazel S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	694.187	0	(140.400)	0	0	0	1	553.788
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	48.150	0	(3.840)	0	0	0	0	44.310
Inversiones El Raulí S.A.	Chile	CL \$	20,3810%	20,3810%	7.944.714	0	835.000	0	(541.443)	0	349.374	8.587.645
Campanario Generación S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	3.926.942	0	(251.845)	0	0	245.924	856.188	4.777.209
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	1.590.042	17.592.210	(218.190)	0	0	5.563.156	0	24.527.218
Tu Ves S.A.	Chile	CL \$	25,0000%	25,0000%	0	967.069	0	0	0	0	0	967.069
TOTALES					82.161.176	19.008.010	8.075.279	(13.167.341)	(8.748.564)	14.543.271	(842.314)	114.196.858

INNERGY HOLDINGS S.A., GASODUCTO DEL PACIFICO S.A. Y GASODUCTO DEL PACIFICO (Argentina) S.A.

Con fecha 2 de febrero de 1998 la empresa asociada SGN Marketing S.A., hoy Innergy Soluciones Energéticas S.A., constituyó sendos contratos de Transporte de Gas con Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., por un volumen creciente que alcanzó hasta 3,1 millones de m³/día.

En relación con los contratos de transporte en firme de gas natural, cabe tener presente que por su condición tarifaria de 100% take or pay, el cargador está contractualmente obligado a pagar la totalidad de la tarifa por la totalidad del volumen contratado.

Cabe destacar, que Gasco S.A. constituyó fianzas para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago, que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A. producto del mencionado contrato de transporte, por hasta su porcentaje de participación, que equivale al 30%.

La existencia y permanencia de restricciones administrativas a las exportaciones de gas natural desde la República de Argentina, afectaron severamente la utilización por Innergy Soluciones Energéticas S.A. de la capacidad total de transporte firme contratada, en su oportunidad, con Gasoducto del Pacífico, pagando por un transporte firme en exceso a lo efectivamente utilizado.

Esta situación, implicó que las expectativas de generación de flujo producto de este contrato de transporte fueran menores a los costos contractuales derivados de éste, con lo cual se estimó necesario realizar, para efectos de la valorización en Gasco S.A. por su inversión en dicha asociada, una provisión sobre los estados financieros de inicio bajo IFRS, derivada del contrato oneroso descrito.

Con fecha 18 de junio de 2009, Gasco S.A. suscribió contratos de compraventa de acciones mediante los cuales aumentó su participación accionaria en Gasoducto del Pacífico S.A., desde un 20% de las acciones preferidas a un 30% de dichas acciones; y en las sociedades Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd., y su controlada Gasoducto del Pacífico Argentina S.A., desde un 20% a un 26,7%.

Adicionalmente, durante el primer semestre 2009, Innergy Soluciones Energéticas S.A con Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., alcanzaron acuerdos que permitieron la modificación del contrato de transporte, que significó la eliminación de la modalidad take or pay entre las partes.

Producto de la eliminación del take or pay, Gasco S.A. procedió a reversar para efectos financieros al 30 de junio, la provisión derivada del contrato oneroso, y constituyó por su parte un impairment por su inversión en Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., situación que se refleja tanto en el valor de la inversión en las asociada Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. y como en la provisión generada producto del reconocimiento del patrimonio negativo en la inversión de la asociadas Gasoducto del Pacífico S.A. y Innergy Holdings S.A.

Cabe señalar, que a la fecha de presentación de esta información financiera interina, las revisiones de las coligadas Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., se encuentran en proceso, razón por la que los efectos reconocidos se basan en informes de expertos independientes contratados específicamente para efectuar las valorizaciones.

12.- ACTIVOS INTANGIBLES.

Este rubro está compuesto principalmente por plusvalías mercantiles compradas, derechos de explotación exclusiva de clientes regulados, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Clases de Activos Intangibles, Neto	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Plusvalía Comprada, Neto	265.258.416	265.258.416	263.587.465
Activos Intangibles de Vida Finita, Neto	47.432.829	52.381.165	34.044.883
Activos Intangibles de Vida Indefinida, Neto	486.202.932	485.795.522	481.151.623
Activos Intangibles Identificables, Neto	268.377.345	272.918.271	251.609.041
Costos de Desarrollo, Neto	13.621.598	10.392.205	2.691.204
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	250.740	249.518	239.799
Programas Informáticos, Neto	6.472.224	7.249.830	6.200.128
Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	248.032.783	255.026.718	242.477.910
Activos Intangibles, Neto	533.635.761	538.176.687	515.196.506

Clases de Activos Intangibles, Bruto	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Plusvalía comprada, Bruto	265.258.416	265.258.416	263.587.465
Activos Intangibles Identificables, Bruto	290.247.083	293.095.619	268.959.953
Costos de Desarrollo, Bruto	13.621.598	10.392.205	2.691.204
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Bruto	275.349	270.702	257.412
Programas Informáticos, Bruto	27.616.926	26.986.323	23.481.832
Otros Activos Intangibles Identificables, Bruto	248.733.210	255.446.389	242.529.505
Activos Intangibles, Bruto	555.505.499	558.354.035	532.547.418

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Deterioro de Valor Acumulado, Plusvalía Comprada			
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles Identificables	21.869.738	20.177.348	17.350.912
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Costos de Desarrollo	0	0	0
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	24.609	21.184	17.613
Amortización Acumulada y Deterioro de Valor, Programas Informáticos	21.144.702	19.736.493	17.281.704
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Otros Activos Intangibles Identificables	700.427	419.671	51.595
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles, Total	21.869.738	20.177.348	17.350.912

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Vidas Útiles Estimadas o Tasas de Amortización Utilizadas	Vida	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida o Tasa para Costos de Desarrollo	Vida	15	15
Vida o Tasa para Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Vida	3	20
Vida o Tasa para Programas Informáticos	Vida	1	5
Vida o Tasa para Otros Activos Intangibles Identificables	Vida	20	20
Vida o Tasa para Servidumbres	Vida	Indefinida	Indefinida
Vida o Tasa para Concesiones	Vida	Indefinida	Indefinida
Vida o Tasa para Concesiones Argentina	Vida	48,5	48,5
Vida o Tasa para Derechos de Agua	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Movimientos en Activos Intangibles	2009				
	Plusvalía comprada	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/09	265.258.416	249.518	17.642.035	255.026.718	538.176.687
Adiciones por Desarrollo Interno	0	0	3.322.955	0	3.322.955
Adiciones	0	4.647	538.129	1.568.765	2.111.541
Desapropiaciones	0	0	0	0	0
Retiros	0	0	1.088	2.192	3.280
Amortización	0	3.425	1.408.209	280.756	1.692.390
Incremento (Disminución) en el Cambio de Moneda Extranjera	0	0	0	(8.279.752)	(8.279.752)
Otros Incrementos (Disminuciones)	0	0	0	0	0
Cambios, Total	0	1.222	2.451.787	(6.993.935)	(4.540.926)
Saldo Final Activos Intangibles al 30/06/2009	265.258.416	250.740	20.093.822	248.032.783	533.635.761

Movimientos en Activos Intangibles	2008				
	Plusvalía comprada	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/08	263.587.465	239.799	8.891.332	242.477.910	515.196.506
Adiciones por Desarrollo Interno	1.670.951	0	7.701.001	0	9.371.952
Adiciones	0	11.702	3.707.807	8.152.195	11.871.704
Desapropiaciones	0	0	111	0	111
Retiros	0	0	26.684	45.247	71.931
Amortización	0	3.571	2.454.789	368.076	2.826.436
Incremento (Disminución) en el Cambio de Moneda Extranjera	0	0	0	4.087.988	4.087.988
Otros Incrementos (Disminuciones)	0	1.588	(176.521)	721.948	547.015
Cambios, Total	1.670.951	9.719	8.750.703	12.548.808	22.980.181
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2008	265.258.416	249.518	17.642.035	255.026.718	538.176.687

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 30 de junio de 2009 es el siguiente:

Detalle de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos	Importe en Libros de Activo Individual Intangible Significativo M\$	Explicación del Periodo de Amortización Restante de Activo Intangible Individual Identificable Significativo
Servidumbres	4.998.423	Indefinida
Concesiones	215.457.157	Indefinida
Concesiones Argentina	26.987.981	48,5
Servidumbres	150.043	Indefinida
Derechos de Agua	428.841	Indefinida
Otros	10.338	Definida
Total	248.032.783	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 30 de junio de 2009 y 2008 se detalla a continuación:

Línea de partida en el Estado de Resultados que incluye Amortización de Activos Intangibles Identificables	30-06-2009 M\$	30-06-2008 M\$
Costo de Ventas	902.968	1.122.049
Gastos de Administración	789.422	188.440
Total	1.692.390	1.310.489

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

13.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Saldo Inicial	11.009.561	11.312.990	11.312.990
Desembolsos Posterior Capitalizado, Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	11.370	23.927	0
Retiros, Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	0	62.350	0
Otro Incremento (decremento), Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	(88.377)	(265.006)	0
Cambios en Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable, Total	(77.007)	(303.429)	0
Propiedades de inversión, modelo del valor razonable, Saldo Final	10.932.554	11.009.561	11.312.990

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	Saldo al		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Valorización Obtenida para las Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	10.932.554	11.009.561	11.312.990
Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable, Total	10.932.554	11.009.561	11.312.990

13.3 Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
	Importe de Ingresos por Alquileres de Propiedades de Inversión	267.704	282.329	167.769
Importes de Gastos Directos de Operación de las Propiedades de Inversión Generadoras de Ingresos de Alquileres	90.603	89.668	45.354	44.884
Importe de Gastos Directos de Operación de las Propiedades de Inversión no Generadas de Ingresos de Alquileres	2.690	1.891	1.345	946

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- La composición de este rubro es la siguiente al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Construcciones en curso	77.415.824	73.909.247	57.715.309
Terrenos	89.559.486	89.389.005	77.713.180
Edificios	66.738.542	64.806.558	59.329.194
Planta y equipos	1.182.916.097	1.185.863.920	1.033.822.471
Equipamiento de tecnología de la información	5.587.745	5.247.451	4.092.009
Instalaciones fijas y accesorios	647.307.862	653.646.105	604.233.097
Vehículos de motor	9.642.989	9.837.116	9.744.810
Otras propiedades, plantas y equipos	31.911.668	25.289.457	22.759.556

Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto	2.111.080.213	2.107.988.859	1.869.409.626
--	----------------------	----------------------	----------------------

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
---	-------------------	-------------------	-------------------

Construcciones en curso	77.415.824	73.909.247	57.715.309
Terrenos	89.559.486	89.389.005	77.713.180
Edificios	88.939.849	86.265.503	78.178.688
Planta y equipos	1.513.230.746	1.497.148.197	1.292.321.457
Equipamiento de tecnología de la información	14.007.663	12.909.726	10.248.821
Instalaciones fijas y accesorios	771.925.950	768.786.007	699.577.067
Vehículos de motor	19.556.279	18.849.846	17.071.009
Otras propiedades, plantas y equipos	43.548.912	35.667.854	31.571.743

Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	2.618.184.709	2.582.925.385	2.264.397.274
---	----------------------	----------------------	----------------------

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
--	-------------------	-------------------	-------------------

Edificios	22.201.307	21.458.945	18.849.494
Planta y equipos	330.314.649	311.284.277	258.498.986
Equipamiento de tecnología de la información	8.419.918	7.662.275	6.156.812
Instalaciones fijas y accesorios	124.618.088	115.139.902	95.343.970
Vehículos de motor	9.913.290	9.012.730	7.326.199
Otros	11.637.244	10.378.397	8.812.187

Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	507.104.496	474.936.526	394.987.648
---	--------------------	--------------------	--------------------

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

Método Utilizado para la Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo (Vida)	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida para edificios	60	60
Vida para planta y equipo	20	45
Vida para equipamiento de tecnologías de la información	5	5
Vida para instalaciones fijas y accesorios	20	45
Vida para vehículos de motor	7	7
Vida para otras propiedades, planta y equipo	5	10

14.3.- El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos, por clases al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

Año 2009

Movimiento año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	73.909.247	89.389.005	64.806.558	1.185.863.920	5.247.451	653.646.105	9.837.116	25.289.457	2.107.988.859
Adiciones	32.293.199	390.138	124.546	6.050.658	1.433.307	2.032.196	1.030.358	9.110.533	52.464.935
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(72.317)	0	(72.317)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencias a (desde) Propiedades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desapropiaciones mediante Enajenación de	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retiros			(2.263)	(2.294.661)	(307.311)	(308.485)	(9.929)	(9.036)	(2.931.685)
Gasto por Depreciación			(882.380)	(24.211.333)	(887.168)	(11.100.002)	(1.155.061)	(1.733.995)	(39.969.939)
Cambios Incrementos (Decrementos) por Revaluación y por Pérdidas por Deterioro del Valor (Reversiones) Reconocido en el Patrimonio Neto	Incremento (Decremento) por Revaluación Reconocido en Patrimonio Neto		0	0	0	0	0	0	0
	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Patrimonio Neto		0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de Deterioro de Valor Reconocidas en el Patrimonio Neto		0	0	0	0	0	0	0
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0
	Incremento (Decremento) por Revaluación		0	0	0	0	0	0	0
Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reversiones de Deterioro de Valor Reconocidas	0	0	0	0	0	0	0	0	
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda	0	(219.657)	0	(5.864.451)	11.858	(358.404)	6.261	0	(6.424.393)
Otros Incrementos (Decrementos)	(28.786.622)	0	2.692.081	23.371.964	89.608	3.396.452	6.561	(745.291)	24.753
Total Cambios	3.506.577	170.481	1.931.984	(2.947.823)	340.294	(6.338.243)	(194.127)	6.622.211	3.091.354
Saldo Final al 30 de junio de 2009	77.415.824	89.559.486	66.738.542	1.182.916.097	5.587.745	647.307.862	9.642.989	31.911.668	2.111.080.213

Año 2008

Movimiento año 2008		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2008		57.715.309	77.713.180	59.329.194	1.033.822.471	4.092.009	604.233.097	9.744.810	22.759.556	1.869.409.626	
Cambios	Adiciones	79.901.520	1.916.216	4.395.018	26.416.101	3.773.839	11.188.893	3.005.031	3.622.706	134.219.324	
	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	2.529.731	5.223.737	0	0	0	0	0	0	7.753.468	
	Desapropiaciones	0	(84.930)	(3.023)	(244.705)	(1.105)	0	(305.811)	0	(639.574)	
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Transferencias a (desde) Propiedades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Desapropiaciones mediante Enajenación de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Retiros	0	0	(21.961)	(2.770.729)	(555.118)	(3.935.567)	(293.103)	(92.884)	(7.669.362)	
	Gasto por Depreciación	0	0	(1.668.846)	(39.557.281)	(2.097.075)	(19.815.441)	(2.332.375)	(1.367.189)	(66.838.207)	
	Incrementos (Decrementos) por Revaluación y por Pérdidas por Deterioro del Valor Reconocido en el Patrimonio Neto (Reversiones)	Incremento (Decremento) por Revaluación Reconocido en Patrimonio Neto	0	4.327.984	1.392.583	107.574.415	0	54.018.781	0	0	167.313.763
		Pérdida por Deterioro Reconocida en el Patrimonio Neto	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Reversiones de Deterioro de Valor Reconocidas en el Patrimonio Neto	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Sub total reconocido en patrimonio neto	0	4.327.984	1.392.583	107.574.415	0	54.018.781	0	0	167.313.763
	Incremento (Decremento) por Revaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de	0	0	(171.395)	0	0	0	0	0	(171.395)	
	Reversiones de Deterioro de Valor Reconocidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda	0	292.818	0	7.447.221	7.332	575.929	8.960	0	8.332.260	
Otros Incrementos (Decrementos)	(66.237.313)	0	1.554.988	53.176.427	27.569	7.380.413	9.604	367.268	(3.721.044)		
Total Cambios	16.193.938	11.675.825	5.477.364	152.041.449	1.155.442	49.413.008	92.306	2.529.901	238.579.233		
Saldo Final al 31 de diciembre de 2008		73.909.247	89.389.005	64.806.558	1.185.863.920	5.247.451	653.646.105	9.837.116	25.289.457	2.107.988.859	

- 14.4.- 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.
- 14.5.- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica y de gas se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.
- 14.6.- Activos sujetos a arrendamientos financieros al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero Neto	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Terreno bajo arrendamientos financieros	395.033	395.033	395.033
Edificio en arrendamiento financiero	8.030.720	8.097.600	8.236.286
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos financieros	2.409.821	2.060.421	1.036.677
Total Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero Neto	10.835.574	10.553.054	9.667.996

Pagos Mínimos a Pagar por Arrendamiento, Obligaciones por Arrendamientos Financieros	30-06-2009			31-12-2008		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
No posterior a un Año	1.948.209	388.804	1.559.405	1.726.402	371.086	1.355.316
Posterior a un Año pero menor de Cinco Años	5.163.252	1.057.730	4.105.522	5.290.804	1.172.065	4.118.739
Más de cinco años	4.782.947	271.323	4.511.624	5.260.076	361.375	4.898.701
Total	11.894.408	1.717.857	10.176.551	12.277.282	1.904.526	10.372.756

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

15.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	1.777	1.777	3.632
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	429.198	291.367	35.472
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos)	1.530.663	1.626.712	2.640.354
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	9.562.544	9.250.582	8.073.479
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Contratos de Moneda Extranjera	5.356.098	6.870.795	4.398.481
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	3.854.922	3.531.299	3.385.228
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Planta y Equipo	36.661	113.118	37.482
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades de Inversión	0	0	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Activos Intangibles	0	0	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Instrumentos Financieros	2.676.371	2.944.992	2.527.487
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	37.325.601	34.427.648	24.142.403
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Créditos Fiscales	0	0	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	35.814.895	36.433.875	36.303.803
Activos por impuestos diferidos	96.588.730	95.492.165	81.547.821

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

15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	132.695.136	131.159.450	112.499.433
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	176.424	176.424	120.779
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o Devengos)	5.303.036	6.194.139	5.523.050
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	0	0	0
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Contratos en Moneda Extranjera	142.461	0	0
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	56.851	96.811	107.624
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Planta y Equipo	82.932.754	81.604.946	68.329.410
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativo a Revaluaciones de Propiedades de Inversión	377.376	188.688	188.687
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Activos Intangibles	10.750	12.944	15.016
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativo a Revaluaciones de Instrumentos Financieros:	0	0	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	0	0	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Créditos Fiscales	929.824	894.493	789.425
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	38.484.801	38.032.535	37.062.422
Pasivos por impuestos diferidos	261.109.413	258.360.430	224.635.846

15.3.- Los movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera son los siguientes:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Activos por impuestos diferidos, Saldo inicial	95.492.165	81.547.821
Incremento (Decremento) en Activos Impuestos Diferidos	1.401.305	13.539.845
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios, Activos por Impuestos Diferidos	0	51.325
Desapropiaciones mediante Enajenación de Negocios, Activos por Impuestos Diferidos	0	0
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera, Activos por Impuesto Diferido	(520.077)	210.621
Otros Incrementos (Decrementos), Activos por Impuestos Diferidos	215.337	142.553
Cambios en activos por impuestos diferidos, Total	1.096.565	13.944.344
Activos por impuestos diferidos, Saldo final	96.588.730	95.492.165

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo inicial	258.360.430	224.635.846
Incremento (Decremento) en Pasivo por Impuestos Diferidos	1.389.973	34.956.085
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios, Pasivos por Impuestos Diferidos	0	476.438
Desapropiaciones mediante Enajenación de Negocios, Pasivos por Impuestos Diferidos	0	0
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera, Pasivos por Impuesto Diferido	1.110.383	(1.744.047)
Otros Incrementos (Decrementos), Pasivos por Impuestos Diferidos	248.627	36.108
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, Total	2.748.983	33.724.584
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo final	261.109.413	258.360.430

15.4.- Compensación de partidas:

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

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Al 30-06-09			
- Activos por impuestos diferidos	96.588.730	(81.798.904)	14.789.826
- Pasivos por impuestos diferidos	(261.109.413)	81.798.904	(179.310.509)
Total	(164.520.683)	0	(164.520.683)
Al 31-12-08			
- Activos por impuestos diferidos	95.492.165	(79.227.218)	16.264.947
- Pasivos por impuestos diferidos	(258.360.430)	79.227.218	(179.133.212)
Total	(162.868.265)	0	(162.868.265)
Al 01-01-08			
- Activos por impuestos diferidos	81.547.821	(66.456.668)	15.091.153
- Pasivos por impuestos diferidos	(224.635.846)	66.456.668	(158.179.178)
Total	(143.088.025)	0	(143.088.025)

16.- PRESTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES Y OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2009, es el siguiente:

16.1.- Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses.

Préstamos que devengan interés	Saldo al 30 de junio de 2009		Saldo al 31 de diciembre de 2008		Saldo al 01 de enero de 2008	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	151.336.821	373.953.366	112.484.138	391.307.847	208.624.530	264.592.441
Obligaciones con el público (bonos)	29.093.190	864.719.589	34.971.877	884.928.851	33.032.674	727.890.658
Obligaciones con el público (pagarés)	47.167.330	0	38.225.374	0	17.328.100	0
Total	227.597.341	1.238.672.955	185.681.389	1.276.236.698	258.985.304	992.483.099

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

16.2.1.- Préstamos bancarios Corriente 30 de junio de 2009.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				
							Vencimiento				Total Corriente al 30-06-2009
							Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
Chile	Banco Santander	CL \$	Mensual	0,40%	0,35%	S/G	6.884.542	0	1.646	259.899	7.146.087
Chile	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	S/G	0	16.489	32.979	148.404	197.872
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,13%	4,13%	S/G	0	0	0	7.124.163	7.124.163
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	0	0	0	101.991	101.991
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	8,12%	6,34%	S/G	0	0	0	749.269	749.269
Argentina	Banco Santander (Benelux)	US\$	Al vencimiento	2,86%	2,86%	C/G	0	0	29.147	4.895.097	4.924.244
Argentina	Banco Santander Rio	AR \$	Al vencimiento	19,78%	19,78%	C/G	0	1.192.226	3.428.308	0	4.620.534
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	0	0	0	241.118	241.118
Chile	Banco de Chile	CL \$	Mensual	0,60%	0,45%	S/G	8.500.614	0	0	3.274.997	11.775.611
Chile	Banco de Chile	CL \$	Semestral	5,88%	5,88%	S/G	0	0	123.128	100.000	223.128
Chile	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	0,63%	0,63%	S/G	0	2.073	0	0	2.073
Chile	Banco de Chile	CL \$	Anual	9,60%	9,60%	S/G	0	0	0	523.687	523.687
Chile	Banco Citibank	CL \$	Mensual	0,27%	0,27%	S/G	10.003.150	0	0	0	10.003.150
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,63%	3,19%	S/G	0	0	2.681.546	528.861	3.210.407
Chile	Banco de Chile	UF	Cada 3 años	2,37%	2,37%	S/G	0	4.300.770	0	0	4.300.770
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,50%	5,06%	S/G	0	312.334	0	1.038.479	1.350.813
Argentina	Banco de Chile	US\$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	C/G	0	0	44.022	0	44.022
Chile	Banco BBVA	CL \$	Mensual	0,96%	0,96%	S/G	12.909.930	0	0	3.000.000	15.909.930
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	4,43%	4,43%	S/G	0	341.627	0	18.257.473	18.599.100
Chile	Banco BBVA	UF	Anual	5,03%	5,03%	S/G	0	0	0	5.695	5.695
Chile	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,67%	5,74%	S/G	0	164.472	0	6.309.180	6.473.652
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Semestral	3,73%	3,73%	S/G	0	54.128	0	225.533	279.661
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,84%	3,59%	S/G	0	0	159.898	119.873	279.771
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	5,83%	5,12%	S/G	0	377.954	0	12.612.763	12.990.717
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	0,01%	0,01%	S/G	5.823.215	0	0	0	5.823.215
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,94%	5,52%	S/G	0	0	1.711.374	7.575.846	9.287.220
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Cada 3 años	6,36%	6,36%	S/G	0	0	0	5.024	5.024
Chile	Banco Crédito e Inversiones	US\$	Al vencimiento	3,94%	3,94%	S/G	0	0	0	2.248.715	2.248.715
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	3,94%	2,91%	S/G	0	242.312	0	8.099.237	8.341.549
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	0	0	0	201.154	201.154
Chile	BancoEstado	UF	Semestral	6,17%	6,17%	S/G	0	0	0	3.666.176	3.666.176
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	5,11%	4,70%	S/G	0	357.932	6.392	4.342	368.666
Chile	BancoEstado	US\$	Anual	2,83%	2,83%	S/G	0	0	0	1.772.533	1.772.533
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	0	322.392	0	0	322.392
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	1,94%	1,94%	C/G	0	0	0	521.391	521.391
Chile	Banco Bice	UF	Semestral	4,22%	4,29%	S/G	0	21.138	0	2.616.629	2.637.767
Chile	Banco Security	CL \$	Anual	12,00%	12,00%	S/G	0	0	0	1.758.713	1.758.713
Chile	Banco Security	UF	Cada 3 años	2,55%	2,55%	S/G	0	0	1.691.486	0	1.691.486
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	20,55%	20,55%	S/G	0	4.064	0	13.099	17.163
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	19,48%	19,48%	S/G	0	28.306	64.320	150.084	242.710
Argentina	Rio de la Plata	AR \$	Semestral	20,45%	20,45%	C/G	0	0	118.970	392.369	511.339
Argentina	Banco ITAU	AR \$	Al vencimiento	22,00%	22,00%	S/G	0	842.143	0	0	842.143
Total							44.121.451	8.580.360	10.093.216	88.541.794	151.336.821

Préstamos bancarios Corriente 31 de diciembre de 2008.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				Total Corriente al 31-12-2008
							Vencimiento				
							Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	
M\$	M\$	M\$	M\$								
Chile	Banco Santander	CL \$	Mensual	0,92%	0,92%	S/G	26.869.100	6.392	13.875	20.390	26.909.757
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,02%	4,02%	S/G	0	0	0	9.471.437	9.471.437
Chile	Banco Santander	UF	Mensual	4,08%	4,08%	S/G	0	16.899	33.797	152.088	202.784
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	0	0	0	5.004.546	5.004.546
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	6,70%	6,34%	S/G	0	0	97.260	0	97.260
Argentina	Banco Santander (Benelux)	US\$	Al vencimiento	5,46%	5,46%	C/G	0	0	0	72.822	72.822
Argentina	Banco Santander Rio	AR \$	Al vencimiento	27,95%	27,95%	C/G	0	3.293.325	2.767.350	0	6.060.675
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	0	0	0	207.476	207.476
Chile	Banco de Chile	CL \$	Mensual	0,90%	0,90%	S/G	20.156.065	0	0	0	20.156.065
Chile	Banco de Chile	CL \$	Anual	9,60%	9,60%	S/G	0	0	0	500.760	500.760
Chile	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	0,63%	0,63%	S/G	0	2.071	0	0	2.071
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,65%	3,31%	S/G	0	0	378.105	518.931	897.036
Chile	Banco de Chile	UF	Cada 3 años	3,32%	3,32%	S/G	0	0	0	4.318.033	4.318.033
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,50%	3,67%	S/G	0	117.473	0	101.325	218.798
Chile	Banco de Chile	US\$	Anual	6,10%	6,10%	S/G	0	0	0	43.307	43.307
Argentina	Banco Chile	US\$	Al vencimiento	6,74%	6,74%	C/G	0	0	0	77.780	77.780
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	8,35%	6,80%	S/G	0	315.458	564.817	0	880.275
Chile	Banco Estado	UF	Semestral	5,78%	5,53%	S/G	0	0	20.970	4.882.636	4.903.606
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	0	0	0	202.593	202.593
Chile	Banco Estado	UF	Final	2,59%	2,59%	S/G	0	0	87.047	0	87.047
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	6,54%	2,46%	S/G	0	156.332	0	0	156.332
Chile	BancoEstado	US\$	Trimestral	6,00%	6,00%	S/G	0	0	4.545.743	0	4.545.743
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,85%	3,60%	S/G	0	0	170.816	127.334	298.150
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	6,48%	2,54%	S/G	0	140.929	0	70.587	211.516
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	0,90%	0,72%	S/G	1.243	23.355	0	0	24.598
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,62%	5,54%	S/G	0	0	254.888	7.639.010	7.893.898
Chile	Banco Crédito e Inversiones	US\$	Al vencimiento	4,27%	4,27%	S/G	0	0	0	2.625.528	2.625.528
Chile	Banco Crédito e Inversiones	Euro	Al vencimiento	4,85%	4,85%	S/G	0	0	0	127.986	127.986
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	3,33%	3,40%	S/G	0	352.165	93.256	274.361	719.782
Chile	Banco BBVA	UF	Anual	5,50%	3,67%	S/G	0	0	0	1.699.809	1.699.809
Chile	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,84%	3,54%	S/G	0	103.746	0	0	103.746
Chile	Banco BBVA	US\$	Cada 3 años	5,54%	5,01%	S/G	0	0	0	2.174.674	2.174.674
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Semestral	3,73%	3,73%	S/G	0	0	75.642	5.458.150	5.533.792
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	C/G	0	0	0	558.622	558.622
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	0	336.329	0	0	336.329
Chile	Banco Bice	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	0	48.321	0	0	48.321
Chile	Banco Security	CL \$	Anual	12,00%	12,00%	S/G	0	0	0	1.658.732	1.658.732
Chile	Banco Security	UF	Cada 3 años	12,00%	12,00%	S/G	0	0	0	1.723.032	1.723.032
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	25,98%	25,98%	S/G	0	7.473	0	0	7.473
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	26,66%	26,66%	S/G	0	44.354	84.681	225.816	354.851
Argentina	Rio de la Plata	AR \$	Semestral	23,92%	23,92%	C/G	0	0	168.243	129.143	297.386
Argentina	Banco ITAU	AR \$	Al vencimiento	33,78%	33,78%	S/G	0	1.069.710	0	0	1.069.710
Total							47.026.408	6.034.332	9.356.490	50.066.908	112.484.138

Préstamos bancarios Corriente 01 de enero de 2008.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				
							Vencimiento				Total Corriente al 01-01-2008
							Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
Chile	Banco BBVA	CL \$	Final	6,80%	6,80%	S/G	0	0	77.756.362	0	77.756.362
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	2,82%	3,26%	S/G	0	344.488	0	112.006	456.494
Chile	Banco BBVA	UF	Anual	4,07%	4,07%	S/G	0	0	0	1.523.598	1.523.598
Chile	Banco BBVA	US\$	Cada 3 años	5,54%	5,01%	S/G	0	0	0	1.733.938	1.733.938
Chile	Banco Bice	CL \$	Mensual	5,76%	5,76%	C/G	0	3.988	0	0	3.988
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,85%	3,60%	S/G	0	0	183.168	119.857	303.025
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	0,90%	0,68%	S/G	0	60.470	0	0	60.470
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Semestral	5,38%	5,38%	S/G	0	0	0	171.400	171.400
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,08%	5,07%	S/G	0	0	0	1.552.790	1.552.790
Chile	Banco Crédito e Inversiones	US\$	Al vencimiento	5,53%	5,53%	S/G	0	0	0	155.492	155.492
Chile	Banco de Chile	CL \$	Mensual	0,76%	2,25%	S/G	20.031.661	1.528.024	0	52.243	21.611.928
Chile	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	7,32%	7,32%	S/G	0	801.627	0	0	801.627
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,64%	3,57%	S/G	0	0	354.392	389.276	743.668
Chile	Banco de Chile	US\$	Anual	6,10%	6,10%	S/G	0	0	0	34.098	34.098
Chile	Banco de Chile	UF	Cada 3 años	3,08%	3,08%	S/G	0	0	0	32.102	32.102
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	3,66%	3,66%	S/G	0	0	0	18.384	18.384
Chile	Banco Citibank	CL \$	Mensual	2,89%	3,63%	S/G	0	0	1.218.443	0	1.218.443
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	18,51%	18,51%	S/G	0	5.566	0	0	5.566
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	19,51%	19,51%	S/G	0	29.033	48.284	185.142	262.459
Chile	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,23%	3,15%	S/G	4.727.919	273.092	0	0	5.001.011
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,32%	4,32%	S/G	0	15.457	30.914	139.115	185.486
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,11%	4,11%	S/G	0	583.895	0	659.689	1.243.584
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,99%	4,93%	S/G	0	0	4.759	12.778	17.537
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	0	0	0	4.077.475	4.077.475
Argentina	Banco Santander (Benelux)	US\$	Al vencimiento	6,34%	6,34%	C/G	0	0	61.160	0	61.160
Argentina	Banco Santander Rio	AR \$	Al vencimiento	17,00%	17,00%	C/G	0	0	2.547.055	0	2.547.055
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	0	0	0	163.201	163.201
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,25%	4,25%	S/G	0	350.417	0	509.947	860.364
Chile	Banco Security	CL \$	Anual	3,90%	3,90%	S/G	0	0	0	1.566.315	1.566.315
Chile	Banco Security	UF	Cada 3 años	3,54%	3,54%	S/G	0	0	0	24.081	24.081
Chile	Banco Security	US\$	Anual	6,90%	6,90%	S/G	0	0	0	8.942	8.942
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	5,59%	4,04%	S/G	0	235.895	0	516.932	752.827
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	0	0	0	181.119	181.119
Chile	BancoEstado	UF	Semestral	4,13%	4,13%	S/G	0	0	0	4.534.980	4.534.980
Chile	Grand Cayman Branch	US\$	Final	5,26%	5,26%	S/G	0	0	0	75.153.984	75.153.984
Argentina	Rio de la Plata	AR \$	Semestral	16,63%	16,63%	C/G	0	0	141.064	110.439	251.503
Argentina	West LB	US\$	Al vencimiento	6,96%	6,96%	C/G	0	0	0	3.548.074	3.548.074
Total							24.759.580	4.231.952	82.345.601	97.287.397	208.624.530

16.2.2.- Préstamos bancarios no Corriente al 30 de junio de 2009.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	No Corriente		
							Vencimiento		Total no Corriente al 30-06-2009
							1 a 5 años	5 o más años	
							M\$	M\$	M\$
Chile	Banco Santander	CL \$	Mensual	0,40%	0,35%	S/G	54.193	2.100	56.293
Chile	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	S/G	989.362	734.069	1.723.431
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,13%	4,13%	S/G	13.955.347	0	13.955.347
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	14.339.119	0	14.339.119
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	8,12%	6,34%	S/G	16.934.143	0	16.934.143
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	281.396	0	281.396
Chile	Banco de Chile	CL \$	Semestral	5,88%	5,88%	S/G	1.000.000	0	1.000.000
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,63%	3,19%	S/G	1.645.610	0	1.645.610
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,50%	5,06%	S/G	18.432.955	0	18.432.955
Argentina	Banco de Chile	US\$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	C/G	3.724.515	0	3.724.515
Chile	Banco de Chile	US\$	Anual	6,10%	6,10%	S/G	0	1.289.560	1.289.560
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	4,43%	4,43%	S/G	28.782.903	2.093.302	30.876.205
Chile	Banco BBVA	UF	Anual	5,03%	5,03%	S/G	1.610.489	0	1.610.489
Chile	Banco BBVA	US\$	Cada 3 años	5,54%	5,01%	S/G	0	3.545.067	3.545.067
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Semestral	3,73%	3,73%	S/G	32.969.120	0	32.969.120
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,84%	3,59%	S/G	29.180.636	4.186.604	33.367.240
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	5,83%	5,12%	S/G	10.860.733	0	10.860.733
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Semestral	4,27%	4,27%	S/G	3.000.000	0	3.000.000
Chile	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Cada 3 años	0,29%	0,29%	S/G	10.000.000	0	10.000.000
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,94%	5,52%	S/G	43.858.764	0	43.858.764
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Cada 3 años	6,36%	6,36%	S/G	1.550.510	0	1.550.510
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	3,94%	2,91%	S/G	15.027.199	1.509.745	16.536.944
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	744.888	0	744.888
Chile	BancoEstado	UF	Semestral	6,17%	6,17%	S/G	36.632.785	0	36.632.785
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	5,11%	4,70%	S/G	31.831.266	0	31.831.266
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	14.652.894	2.093.271	16.746.165
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	1,94%	1,94%	C/G	2.644.105	0	2.644.105
Chile	Banco Bice	CL \$	Anual	1,45%	1,45%	S/G	4.000.000	0	4.000.000
Chile	Banco Bice	CL \$	Semestral	3,65%	3,65%	S/G	4.988.212	0	4.988.212
Chile	Banco Bice	UF	Semestral	4,22%	4,29%	S/G	2.616.628	0	2.616.628
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	20,55%	20,55%	S/G	872.842	0	872.842
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	19,48%	19,48%	S/G	683.834	0	683.834
Chile	Grand Cayman Branch	UF	Semestral	4,07%	4,07%	S/G	10.635.200	0	10.635.200
Total							358.499.648	15.453.718	373.953.366

Préstamos bancarios no Corriente al 31 de diciembre de 2008.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	No Corriente		
							Vencimiento		Total no Corriente al 31-12-2008
							1 a 5 años	5 o más años	
							M\$	M\$	M\$
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,02%	4,02%	S/G	14.301.714	0	14.301.714
Chile	Banco Santander	UF	Mensual	4,08%	4,08%	S/G	811.134	1.077.660	1.888.794
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	9.796.673	0	9.796.673
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	6,70%	6,34%	S/G	17.989.060	0	17.989.060
Argentina	Banco Santander (Benelux)	US\$	Al vencimiento	5,46%	5,46%	C/G	5.860.805	0	5.860.805
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	410.487	0	410.487
Chile	Banco de Chile	CL \$	Mensual	0,90%	0,90%	S/G	50.000	0	50.000
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,65%	3,31%	S/G	4.464.628	0	4.464.628
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	5,50%	3,67%	S/G	19.700.164	0	19.700.164
Chile	Banco de Chile	US\$	Anual	6,10%	6,10%	S/G	1.543.441	0	1.543.441
Argentina	Banco Chile	US\$	Al vencimiento	6,74%	6,74%	C/G	4.459.308	0	4.459.308
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	8,35%	6,80%	S/G	5.995.047	3.017.494	9.012.541
Chile	Banco Estado	UF	Semestral	5,78%	5,53%	S/G	38.793.497	3.217.886	42.011.383
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	870.257	0	870.257
Chile	Banco Estado	UF	Final	2,59%	2,59%	S/G	12.871.542	0	12.871.542
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	6,54%	2,46%	S/G	13.897.431	0	13.897.431
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,85%	3,60%	S/G	27.693.336	6.429.212	34.122.548
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	6,48%	2,54%	S/G	23.833.387	0	23.833.387
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,62%	5,54%	S/G	43.952.546	2.145.257	46.097.803
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Cada 3 años	5,79%	5,62%	S/G	1.608.470	0	1.608.470
Chile	Banco Crédito e Inversiones	US\$	Al vencimiento	4,27%	4,27%	S/G	1.116.400	0	1.116.400
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	3,33%	3,40%	S/G	30.121.111	9.117.342	39.238.453
Chile	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,84%	3,54%	S/G	6.399.709	0	6.399.709
Chile	Banco BBVA	US\$	Cada 3 años	5,54%	5,01%	S/G	2.121.500	2.121.500	4.243.000
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Semestral	3,73%	3,73%	S/G	34.362.622	0	34.362.622
Chile	Grand Cayman Branch	UF	Semestral	4,07%	4,07%	S/G	12.729.000	0	12.729.000
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	C/G	2.059.447	1.119.327	3.178.774
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	12.871.349	4.290.450	17.161.799
Chile	Banco Bice	UF	Semestral	4,15%	4,15%	S/G	5.363.143	0	5.363.143
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	25,98%	25,98%	S/G	1.166.493	0	1.166.493
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	26,66%	26,66%	S/G	1.041.446	0	1.041.446
Argentina	Rio de la Plata	AR \$	Semestral	23,92%	23,92%	C/G	516.572	0	516.572
Total							358.771.719	32.536.128	391.307.847

Préstamos bancarios no Corriente al 01 de enero de 2008.

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	No Corriente		
							Vencimiento		Total no Corriente al 01-01-2008
							1 a 5 años	5 o más años	
							M\$	M\$	M\$
Chile	Banco BBVA	UF	Semestral	2,82%	3,26%	S/G	23.627.240	12.264.163	35.891.403
Chile	Banco BBVA	US\$	Cada 3 años	5,54%	5,01%	S/G	2.861.297	1.656.300	4.517.597
Chile	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,85%	3,60%	S/G	23.294.004	7.849.064	31.143.068
Chile	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,08%	5,07%	S/G	39.079.867	0	39.079.867
Chile	Banco Crédito e Inversiones	US\$	Al vencimiento	5,53%	5,53%	S/G	2.592.891	0	2.592.891
Chile	Banco Crédito e Inversiones	Euro	Al vencimiento	4,71%	4,71%	S/G	304.593	0	304.593
Chile	Banco de Chile	CL \$	Mensual	0,76%	2,25%	S/G	50.000	0	50.000
Chile	Banco de Chile	UF	Semestral	3,64%	3,57%	S/G	4.556.840	0	4.556.840
Chile	Banco de Chile	UF	Cada 3 años	3,08%	3,08%	S/G	3.892.305	0	3.892.305
Chile	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	3,66%	3,66%	S/G	5.245.105	0	5.245.105
Argentina	Banco Francés	AR \$	Al vencimiento	18,51%	18,51%	S/G	997.675	0	997.675
Argentina	Banco HSBC	AR \$	Al vencimiento	19,51%	19,51%	S/G	1.180.427	0	1.180.427
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,32%	4,32%	S/G	741.944	1.028.824	1.770.768
Chile	Banco Santander	UF	Semestral	4,11%	4,11%	S/G	20.184.446	0	20.184.446
Chile	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,99%	4,93%	S/G	11.985.310	0	11.985.310
Chile	Banco Santander	UF	Anual	4,13%	4,13%	S/G	15.417.348	0	15.417.348
Argentina	Banco Santander (Benelux)	US\$	Al vencimiento	6,34%	6,34%	C/G	4.571.302	0	4.571.302
Chile	Banco Santander	Euro	Semestral	3,49%	3,49%	S/G	244.592	0	244.592
Chile	Banco Scotiabank	UF	Semestral	4,25%	4,25%	S/G	11.035.211	7.848.947	18.884.158
Chile	Banco Security	UF	Cada 3 años	3,54%	3,54%	S/G	1.569.813	0	1.569.813
Chile	BancoEstado	CL \$	Semestral	5,59%	4,04%	S/G	2.952.793	6.038.980	8.991.773
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	C/G	984.116	0	984.116
Chile	BancoEstado	UF	Semestral	4,13%	4,13%	S/G	30.251.666	19.622.660	49.874.326
Argentina	Rio de la Plata	AR \$	Semestral	16,63%	16,63%	C/G	662.718	0	662.718
Total							208.283.503	56.308.938	264.592.441

16.3.- Obligaciones con el público (bonos).

16.3.1.- Obligaciones con el público (bonos) Corriente.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Monto			Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización	31-03-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	
Bonos largo plazo - porción corto plazo												
261	B - 1	50.000	UF	4,20%	5,80%	01-06-2009	Semestral	Semestral	0	1.072.488	1.974.287	Chile
261	B - 2	200.000	UF	4,20%	5,80%	01-06-2009	Semestral	Semestral	0	4.289.952	7.897.148	Chile
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Semestral	Semestral	1.082.805	1.125.571	1.019.315	Chile
469	E	1.100.000	UF	3,20%	3,78%	15-11-2011	Semestral	Semestral	106.738	111.026	100.669	Chile
470	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Semestral	Semestral	150.306	156.476	142.115	Chile
470	G	2.900.000	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Semestral	Semestral	410.151	428.607	389.855	Chile
541	H	2.000.000	UF	3,80%	4,14%	08-11-2013	Semestral	Semestral	648.396	666.771	0	Chile
542	I	5.500.000	UF	4,70%	4,84%	08-11-2029	Semestral	Semestral	1.462.082	2.128.605	0	Chile
542	J	500.000	UF	4,80%	5,10%	12-01-2029	Semestral	Semestral	235.677	0	0	Chile
389	BOGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01-12-2012	Semestral	Semestral	4.143.180	4.250.808	3.863.673	Chile
389	BOGED-B	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Semestral	Semestral	341.071	560.500	506.095	Chile
352	B	3.000.000	UF	5,50%	5,70%	01-10-2009	Semestral	Semestral	2.093.945	4.918.044	3.330.364	Chile
209	BGASC - D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Semestral	Final	496.761	518.384	471.353	Chile
238	BGASC - F1	400.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	49.544	52.700	47.954	Chile
238	BGASC - F2	2.000.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	248.007	263.777	240.030	Chile
428	BGASC - G	1.500.000	UF	2,50%	3,30%	01-09-2012	Semestral	Semestral	5.274.201	42.050	24.753	Chile
429	BGASC - H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Semestral	Semestral	239.015	256.527	227.482	Chile
217	BMGAS-B-1	94.512	UF	7,04%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	131.616	127.820	99.476	Chile
217	BMGAS-B-2	850.610	UF	7,04%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	1.184.565	1.150.397	895.293	Chile
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,54%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	344.735	335.187	269.253	Chile
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,54%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	1.378.942	1.340.750	1.077.012	Chile
345	BMGAS-E	166.665	UF	3,78%	4,70%	01-08-2009	Semestral	Semestral	1.559.760	5.287.916	4.581.048	Chile
345	BMGAS-F	2.500.000	UF	6,04%	6,24%	01-08-2024	Semestral	Semestral	3.546.410	1.797.657	1.550.344	Chile
377	D	176.471	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	3.767.287	3.879.667	1.812.586	Chile
267	B	2.500.000	UF	6,40%	7,16%	01-08-2022	Semestral	Semestral	0	0	2.305.092	Chile
466	C	1.000.000	UF	3,75%	4,51%	01-06-2011	Semestral	Final	61.625	65.691	70.032	Chile
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Semestral	Semestral	147.631	157.372	147.582	Chile
N°466 13 Jun 06	C	1.000.000	UF	3,68%	3,68%	01-06-2011	Semestral	1 cuota semestral desde el	(532)	(893)	(436)	Chile
N°465 13 Jun 06	D	2.000.000	UF	3,83%	3,83%	01-06-2027	Semestral		(10.728)	(11.973)	(9.701)	Chile
Total corriente									29.093.190	34.971.877	33.032.674	

16.3.2.- Obligaciones con el público (bonos) No Corriente.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Monto			Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización	31-03-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	
Bonos largo plazo												
261	B - 1	50.000	UF	4,20%	5,80%	01-06-2009	Semestral	Semestral	0	0	956.624	Chile
261	B - 2	200.000	UF	4,20%	5,80%	01-06-2009	Semestral	Semestral	0	0	3.826.495	Chile
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Semestral	Semestral	67.329.575	68.847.643	62.692.702	Chile
469	E	1.100.000	UF	3,20%	3,78%	15-11-2011	Semestral	Semestral	22.822.551	23.352.296	21.290.858	Chile
470	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Semestral	Semestral	30.576.432	31.312.674	28.595.857	Chile
470	G	2.900.000	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Semestral	Semestral	60.667.815	62.175.706	56.903.243	Chile
541	H	2.000.000	UF	3,80%	4,14%	08-11-2013	Semestral	Semestral	41.210.442	42.173.208	0	Chile
542	I	5.500.000	UF	4,70%	4,84%	08-11-2029	Semestral	Semestral	112.271.685	115.365.209	0	Chile
542	J	500.000	UF	4,80%	5,10%	12-01-2029	Semestral	Semestral	10.008.580	0	0	Chile
389	BOGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01-12-2012	Semestral	Semestral	10.373.837	12.741.255	15.474.976	Chile
389	BOGED-B	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Semestral	Semestral	61.272.955	62.568.695	56.913.534	Chile
352	B	3.000.000	UF	5,50%	5,70%	31-10-2024	Semestral	Final	58.915.805	58.253.279	54.134.251	Extranjero
209	BGASC - D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Semestral	Final	20.446.189	20.959.920	19.118.882	Chile
238	BGASC - F1	400.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	8.380.828	8.588.917	7.857.469	Chile
238	BGASC - F2	2.000.000	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Semestral	Semestral	41.908.299	42.623.628	39.291.926	Chile
428	BGASC - G	1.500.000	UF	2,50%	3,30%	01-09-2012	Semestral	Semestral	25.937.987	31.849.386	28.878.607	Chile
429	BGASC - H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Semestral	Semestral	28.348.381	29.067.594	26.205.017	Chile
217	BMGAS-B-1	94.512	UF	7,04%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	1.810.460	1.887.011	1.761.761	Chile
217	BMGAS-B-2	850.610	UF	7,04%	7,61%	01-09-2024	Semestral	Semestral	16.294.132	16.983.092	15.855.840	Chile
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,54%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	15.765.778	16.181.418	14.717.490	Chile
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,54%	7,25%	01-06-2026	Semestral	Final	63.063.113	64.725.673	58.869.961	Chile
345	BMGAS-E	166.665	UF	3,78%	4,70%	01-08-2009	Semestral	Semestral	0	0	6.540.861	Chile
345	BMGAS-F	2.500.000	UF	6,04%	6,24%	01-08-2024	Semestral	Semestral	47.523.636	50.566.932	45.992.156	Chile
377	D	176.471	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	54.258.280	57.453.919	55.768.206	Chile
267	B	2.500.000	UF	6,40%	7,16%	01-08-2022	Semestral	Semestral	0	0	44.580.037	Chile
466	C	1.000.000	UF	3,75%	4,51%	01-06-2011	Semestral	Final	20.635.885	21.090.111	19.153.576	Chile
465	D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Semestral	Semestral	40.485.127	41.496.049	37.897.229	Chile
Nº466 13 Jun 06	C	1.000.000	UF	3,68%	3,68%	01-06-2011	Semestral	1 cuota	411.525	448.762	488.504	Chile
Nº465 13 Jun 06	D	2.000.000	UF	3,83%	3,83%	01-06-2027	Semestral	semestral desde el	4.000.292	4.216.474	4.124.596	Chile
Total no corriente									864.719.589	884.928.851	727.890.658	

16.4.- Obligaciones con el público (pagarés).

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Vencimiento Pagaré o Línea de Crédito	Monto			Colocación en Chile o el extranjero
							31-03-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	
Pagarés - Efectos de comercio Corriente										
10	9-A	10.000.000	Pesos	0,00%	0,00%	10-04-2008	0	0	9.477.700	Chile
10	13-A	10.000.000	Pesos	0,00%	0,00%	06-04-2008	0	9.408.458	0	Chile
10	14-A	10.000.000	Pesos	0,00%	0,00%	24-07-2009	10.000.000	9.408.458	0	Chile
10	15-A	10.000.000	Pesos	0,00%	0,00%	27-10-2009	10.000.000	9.408.458	0	Chile
10	16-A	10.000.000	Pesos	0,00%	0,00%	31-03-2009	10.000.000	0	0	Chile
6	16A	7.500.000	CL \$	5,76%	5,76%	06-03-2008	0	0	7.850.400	Chile
6	20A	10.000.000	CL \$	9,84%	9,84%	20-03-2009	0	10.000.000	0	Chile
6	21A	10.000.000	CL \$	3,23%	3,23%	22-12-2009	9.762.939	0	0	Chile
6	22A	7.500.000	CL \$	2,76%	2,76%	21-10-2009	7.404.391	0	0	Chile
Total corriente							47.167.330	38.225.374	17.328.100	

17.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Acreedores y Otras Cuentas Por Pagar	Saldos al					
	Corriente			No Corriente		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Acreedores Comerciales	154.455.376	161.384.250	141.893.044	1.588.996	1.584.042	622.652
Pasivos de Arrendamientos	73.409	103.197	257.228	4.963	29.731	83.897
Dividendos Por Pagar	1.660.263	1.365.926	2.562.371	0	0	0
Otras Cuentas Por Pagar	34.063.875	30.009.279	26.905.615	3.942.452	4.848.744	3.838.320
Total	190.252.923	192.862.652	171.618.258	5.536.411	6.462.517	4.544.869

18.- PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Saldos al					
	Corrientes			No corrientes		
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Provisión de reclamaciones legales	3.632.199	3.696.900	1.446.982	439.771	537.850	389.004
Provisión de contratos onerosos	5.909.523	7.161.511	11.402.271	31.578.073	40.469.665	25.969.860
Participación en utilidades y bonos	484.107	723.348	600.379	0	0	0
Responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	0	0	0	2.359.970	30.048.122	16.286.484
Otras provisiones	12.712.936	17.136.132	16.025.296	798.604	694.275	472.868
Total	22.738.765	28.717.891	29.474.928	35.176.418	71.749.912	43.118.216

Gasco S.A. efectuó al 30 de junio de 2009, una provisión por patrimonio negativo correspondiente a su participación accionaria en la empresa Gasoducto del Pacífico S.A.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2008 se efectuó una provisión por patrimonio negativo, correspondiente a su participación accionaria en la sociedad Innergy Holdings S.A.

Metrogas S.A., ha efectuado, al 30 de junio de 2009 y 31 de diciembre de 2008, una provisión por patrimonio negativo correspondiente a su participación accionaria en la empresa GNL Chile S.A.

El detalle de estas provisiones se encuentra expuesto en la Nota N° 11.

Metrogas S.A.

- a.- En el año 1996 al estructurarse el proyecto de Metrogas, se suscribieron por la empresa sendos contratos de suministro de gas natural en firme de largo plazo con el Consorcio Aguada Pichana y Consorcio Sierra Chata, ambos amparados legalmente por los correspondientes permisos de exportación otorgados por la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional de la República

Argentina. Los volúmenes de suministro de gas natural permitían satisfacer con creces la demanda residencial, comercial e industrial de la compañía; dichos volúmenes se fueron incrementando de acuerdo con los mismos contratos, llegando el año 2004 a alcanzar un volumen máximo diario de 3.910.000 m³/día de gas natural;

- b.- En forma paralela, Metrogas procedió a la suscripción de sendos contratos de transporte de gas natural en firme y con 100% de take or pay con Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. por un volumen suficiente para cubrir la demanda peak invernal de la empresa en su calidad de concesionaria del servicio público de distribución de gas por red. Teniendo en consideración el incremento de la demanda, se contrataron volúmenes adicionales de transporte en firme de gas natural, llegándose en el caso de TGN, incluyendo el fideicomiso administrado por el Banco HSBC, a un volumen máximo de 3.692.000 m³/día. Estos contratos tienen plazos de vigencia que vencen el año 2022, con excepción de 303.000 m³/día del fideicomiso HSBC que vence el año 2013.
- c.- En relación con los contratos de transporte en firme de gas natural, cabe tener presente que por su condición tarifaria de 100% take or pay, el cargador está contractualmente obligado a pagar en forma íntegra la totalidad de la tarifa por la totalidad del volumen contratado.
- d.- Desde el año 1997 hasta el 2004, los contratos de transporte de gas natural en firme operaron normalmente en la forma prevista, de modo que Metrogas pagó oportunamente el 100% de la tarifa pactada, sin perjuicio de que por la estructura de su demanda utilizaba el 100% de la capacidad de transporte sólo durante algunos meses de invierno.
- e.- A contar del mes de Marzo del año 2004 y como consecuencia de la dictación de la Resolución 265/2004, la Resolución 659/2004 y la Resolución 752/2005, todas de la Secretaría de Energía de la República Argentina, se dio inicio a un proceso gradual de restricciones administrativas a las exportaciones de gas natural a Chile que han afectado en forma muy severa los derechos de Metrogas a obtener el suministro de gas natural debidamente contratados de acuerdo con los contratos de suministro referidos en el número 1.- anterior y que obligaron a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) a dictar la Resolución N° 754 de 2004 que establece normas y procedimientos tendientes a administrar las contingencias derivadas de la falta de suministro de gas natural, estableciendo protecciones tendientes a garantizar la satisfacción de la demanda de los mercados residencial y comercial de las distribuidoras de gas por red, entre las cuales se encuentra Metrogas.
- f.- La persistencia y creciente intensidad de la crisis de suministro del gas natural proveniente de la República Argentina llevó a que tanto el Gobierno de Chile a través de Enap y algunos cargadores gravemente afectados como Endesa y Metrogas iniciaran negociaciones tendientes a estructurar una nueva alternativa de suministro de gas natural a partir de la regasificación de GNL. Para estos efectos, a partir del año 2006 se inició un largo proceso de negociaciones entre los cargadores ya referidos y BG del Reino Unido, tendientes a la materialización del Terminal de Regasificación de Quintero, así como en relación con la suscripción de contratos de suministro de GNL destinados a satisfacer las necesidades de gas natural de los cargadores integrantes del proyecto. Las negociaciones contractuales concluyeron el 31 de Mayo de 2007 y la puesta en marcha del terminal de regasificación de Quintero, bajo la modalidad de fast track, está prevista para fines del mes de septiembre del presente año.
- g.- En el contexto indicado, los volúmenes de gas natural que Metrogas requerirá para abastecer sus necesidades y dentro de los límites derivados de la operación inicial del terminal de regasificación bajo la modalidad de fast track, serán satisfechos con gas natural proveniente de la regasificación de GNL suministrado por BG bajo los contratos de suministro convenidos por los cargadores con dicha empresa. De esto se deriva, que con la información actualmente disponible a esta fecha, el

suministro de gas natural proveniente de la República Argentina para Metrogas será marginal, con las consecuencias que de ello se pueden derivar para el factor de carga o de uso de la capacidad de transporte de gas natural en firme actualmente contratada con las empresas transportistas ya referidas.

- h.- En este nuevo escenario, y como lo anticipamos en las notas pertinentes de nuestros estados financieros al 31 de diciembre recién pasado, la empresa ha desarrollado un detallado análisis jurídico y económico relacionado con la situación futura de los contratos de transporte en firme de gas natural suscritos con Transportadora de Gas del Norte (TGN) y con Gasandes S.A. y Gasandes (Argentina) S.A., todos ellos bajo la modalidad de 100% take or pay. A esta fecha hemos concluido con dichos análisis y con la información actualmente disponible hemos procedido a efectuar una reevaluación financiera y contable de los referidos contratos, para determinar si respecto de algunos o todos ellos resulta aplicable el tratamiento de “contratos onerosos” y en el caso en que así sea, cual es el porcentaje de onerosidad de los mismos que debemos proceder a provisionar en los estados financieros al 31 de Diciembre de 2007, acogiéndonos a IFRS N°1.
- i.- Desde el punto de vista jurídico, y a estas alturas del análisis, cabe tener presente que la situación de estos contratos y su exigibilidad futura en un escenario de crisis de suministro como la que hemos experimentado los cargadores chilenos en relación con el gas natural argentino, depende en gran medida de los sistemas jurídicos en los cuales dichos contratos se insertan, así como la forma en que las empresas transportistas de gas natural han cumplido sus obligaciones contractuales desde el año 2004 y hasta la fecha.
- j.- En efecto, el contrato de transporte de gas natural en firme suscrito con TGN se rige por ley argentina. Esta legislación reconoce en forma expresa la teoría de la imprevisión, lo cual se expresa en diversas formas como el tratamiento de los contratos onerosos, el contrato agotado, y en general figuras jurídicas que tienden ya sea a readecuar en el tiempo las cláusulas contractuales a las nuevas realidades sobrevinientes en el tiempo cuando su aplicación deviene en especialmente gravosa para una de las partes, o en el otro extremo, a resolver el contrato cuando el objetivo del mismo se ha frustrado u agotado, especialmente cuando en ello no le ha cabido participación ni responsabilidad a las partes contratantes. Por otra parte, en el caso de este contrato, TGN, a contar del año 2007 y hasta la fecha ha incurrido en graves incumplimientos contractuales que han causado graves perjuicios económicos a Metrogas, razón por la cual no es descartable el inicio de acciones legales tendiente a obtener la indemnización de dichos perjuicios económicos. En Febrero del presente año, se dedujo una acción de declarativa de certeza en los tribunales ordinarios de justicia de la República Argentina, la cual dice relación con la forma en que la empresa prestadora del servicio de transporte ha aplicado la dolarización de las tarifas de transportes decretada por el DEN N° 689 del 2002, requiriéndose que se cobre en dólares sólo la tarifa correspondiente al gas natural efectivamente exportado. De acogerse esta acción, lo cual de acuerdo con lo informado por nuestros asesores legales en la República Argentina resulta altamente probable, ello implicaría una reducción retroactiva de la tarifa a un tercio de lo efectivamente cobrado por ésta y a permitir la cesión de los referidos contratos de transporte en firme de gas natural en el mercado interno argentino. El conjunto de estas circunstancias y acciones legales ya iniciadas por Metrogas en los tribunales ordinarios de la República Argentina, y otras gestiones y emplazamientos que se efectuarán en el futuro próximo, a criterio de lo informado por nuestros asesores legales externos en la República Argentina, deberían traducirse ya sea en resoluciones judiciales que tengan por efecto la resolución del contrato de transporte en firme suscrito con TGN sin costo de salida para Metrogas o en una negociación en virtud de la cual se modifiquen sus actuales condiciones transformándose el actual contrato de transporte en firme en un contrato interrumpible de transporte de gas natural, esto es aquellos en que la tarifa de transporte sólo se paga por los volúmenes de gas natural efectivamente transportados, o finalmente la cesión definitiva de dicho contrato de transporte en firme a un cargador interno

argentino también sin costo para Metrogas. Como consecuencia de todo lo anterior en el caso del contrato de transporte en firme suscrito con TGN éste no será calificado como “contrato oneroso”.

k.- Ahora bien, en el caso de los contratos de transporte en firme suscritos con Gasandes Argentina S.A. y Gasandes S.A., para efectuar el análisis conjunto de los mismos se debe tener presente que en el primero de los casos el contrato se rige por la legislación argentina y el segundo de ellos por la ley chilena. Como ya se señaló, mientras la legislación argentina reconoce expresamente la teoría de la imprevisión, en el caso de la legislación chilena el principio rector es “que los contratos son leyes para las partes”, sin perjuicio de existir otros argumentos jurídicos válidos para sustentar la resolución del contrato o su renegociación. De esta forma, desde el punto de vista jurídico el grado de exigibilidad futura del contrato de transporten en firme suscrito por Metrogas con Gasandes S.A. es mayor que la del contrato suscrito con Gasandes Argentina S.A., razón por la cual la predisposición de estas empresas a renegociar sus contratos guarda estricta relación con aquello. Lo anterior es sin perjuicio del hecho de que también es poco sustentable en el tiempo, la actual situación hasta el término de la vigencia de los contratos en el año 2022, la cual se agravará sensiblemente con la llegada del GNL, lo que implica que los cargadores chilenos paguen el 100% de la tarifa a pesar de no transportar volúmenes de gas natural. Asimismo, esta controversia ya está sometida a resolución en el ámbito de los juicios arbitrales bajo legislación argentina y chilena ya iniciados entre Empresa Eléctrica Santiago S.A. por una parte y Gasandes S.A. y Gasandes Argentina S.A. por la otra, en los cuales cada una de las partes ya ha desarrollado sus argumentaciones jurídicas y económicas. Siendo así las cosas, la opinión de nuestros asesores legales con la información actualmente disponible, es que en el caso de estos contratos analizados en su conjunto, es posible estimar que la renegociación de los términos y condiciones de éstos de modo de transformarlos de su actual condición de contratos en firme con 100% de take or pay a contratos interrumpibles o pass through en los cuales se pague la tarifa de transporte convenida sólo en la medida que se transporten volúmenes de gas natural de los mismos, lo cual será materia de negociaciones entre las partes, y en caso de no prosperar éstas serán sometidas a los procedimientos de resolución de conflictos establecidas en los respectivos contratos.

l.- Dentro del contexto antes indicado con fecha 11 de agosto recién pasado. Metrogas ha enviado a Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., una carta solicitando formalmente el inicio de negociaciones por el plazo de 90 días con el objeto de modificar los términos y condiciones de los actuales contratos de transporte en firme de gas natural, así como para negociar y convenir los nuevos servicios de transporte requeridos para la empresa como consecuencia de la entrada en operación comercial del terminal de regasificación de GNL de Quintero. Si dentro del plazo antes referido no se alcanza un acuerdo satisfactorio para las partes, Metrogas S.A. recurrirá a la instancia arbitral prevista en los mismos contratos para resolver las controversias existentes entre las partes.

Los potenciales efectos asociados a los puntos anteriormente mencionados se encuentran contemplados en los actuales estados financieros, pero no se detallan en esta nota por poder generar un perjuicio significativo para la empresa en cuanto a las acciones comerciales y/o judiciales que se están llevando o se llevarán a cabo en el corto plazo.

18.2 Movimiento de las provisiones.

Al 30 de junio de 2009

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales	por contratos onerosos	por participación en utilidades y bonos	por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial 01/01/09	4.234.750	47.631.176	723.348	30.048.122	17.830.407	100.467.803
Movimientos en provisiones						
Provisión de contratos onerosos	0	0	0	0	0	0
Provisiones adicionales	539.625	0	98.944	0	50.268	688.837
Incremento (decremento) en provisiones existentes	199.257	(8.853.707)	238.603	(6.073.682)	(4.202.840)	(18.692.369)
Provisión utilizada	(444.932)	(528.220)	(779.168)	0	0	(1.752.320)
Reversión de provisión no utilizada	(31.822)	0	0	(23.210.455)	(166.295)	(23.408.572)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo	(3.128)	0	0	0	0	(3.128)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(421.780)	0	0	0	0	(421.780)
Otro incremento (decremento)	0	(761.653)	202.380	1.595.985	0	1.036.712
Cambios en provisiones, total	(162.780)	(10.143.580)	(239.241)	(27.688.152)	(4.318.867)	(42.552.620)
Provisión total, saldo final 30/06/09	4.071.970	37.487.596	484.107	2.359.970	13.511.540	57.915.183

Al 31 de diciembre de 2008

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales	por contratos onerosos	por participación en utilidades y bonos	por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial 01/01/08	1.835.986	37.372.131	600.379	16.286.484	16.498.164	72.593.144
Movimientos en provisiones						
Provisión de contratos onerosos	0	761.653	0	13.013.386	0	13.775.039
Provisiones adicionales	2.632.949	31.665	102.275	0	131.026	2.897.915
Incremento (decremento) en provisiones existentes	480.678	10.669.296	116.811	748.252	1.312.953	13.327.990
Provisión utilizada	(928.134)	(1.297.676)	(508.989)	0	(111.736)	(2.846.535)
Reversión de provisión no utilizada	(3.338)	0	0	0	0	(3.338)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo	0	94.107	0	0	0	94.107
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	216.609	0	0	0	0	216.609
Otro incremento (decremento)	0	0	412.872	0	0	412.872
Cambios en provisiones, total	2.398.764	10.259.045	122.969	13.761.638	1.332.243	27.874.659
Provisión total, saldo final 31/12/08	4.234.750	47.631.176	723.348	30.048.122	17.830.407	100.467.803

19.- OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO Y OTROS BENEFICIOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Obligaciones post empleo y otros beneficios	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Provisión Indemnización años de servicio	24.904.377	24.971.403	23.416.604
Provisión Premio de antigüedad	6.720.079	6.119.939	5.394.381
Provisión Beneficios post jubilatorios	12.044.548	12.299.469	11.423.432
Total Obligaciones por beneficios Post Empleo Corriente y No Corriente	43.669.004	43.390.811	40.234.417

19.2.- 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		Post jubilatorios	
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo inicial	25.808.852	23.416.604	6.119.939	5.394.381	12.299.469	11.423.432
Costo del Servicio Corriente Obligación Plan de Beneficios Definidos	1.013.394	2.015.493	323.506	516.492	38.548	1.704.893
Costo por Intereses por Obligación de Plan de Beneficios Definidos	778.120	1.345.856	351.460	359.857	0	0
Ganancias Pérdidas Actuariales Obligación Planes de Beneficios Definidos	(7.897)	1.267.067	0	272.134	0	0
Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(606.969)	(569.540)	0	(14.603)	0	0
Costo de Servicio Pasado Obligación de Plan de Beneficios Definidos	0	0	34.205	2.551	0	0
Reducciones Obligación Plan de Beneficios Definidos	(71.979)	10.193	(1.853)	(115.223)	0	(17.603)
Liquidaciones Obligación Plan de Beneficios Definidos	(1.176.562)	(1.676.821)	(107.178)	(295.650)	(293.469)	(811.253)
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo final	25.736.959	25.808.852	6.720.079	6.119.939	12.044.548	12.299.469

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por Antigüedad		Post jubilatorios	
	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo final	25.736.959	25.808.852	6.720.079	6.119.939	12.044.548	12.299.469
Obligación presente con fondos de plan de beneficios definidos	136.175	130.021	0	0	0	0
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos	25.600.784	25.678.831	6.720.079	6.119.939	12.044.548	12.299.469
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas	(832.582)	(837.449)	0	0	0	0
Balance plan de beneficios definidos, Saldo final	24.904.377	24.971.403	6.720.079	6.119.939	12.044.548	12.299.469

19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en resultados	Indemnización por años de servicios		Premios por Antigüedad		Post jubilatorios		Línea del Estado de Resultados en la que se ha reconocido
	30-06-2009	31-12-2008	30-06-2009	31-12-2008	30-06-2009	31-12-2008	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	1.013.394	2.015.493	323.506	516.492	38.548	1.704.893	Costo de Ventas-Gastos de Administración
Costo por intereses plan de beneficios definidos	778.120	1.345.856	351.460	359.857	0	0	Costos Financieros
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas	(3.030)	429.618	0	272.134	0	0	Costo de Ventas-Gastos de Administración
Costos de servicio pasado plan de beneficios definidos	0	0	34.205	2.551	0	0	Costo de Ventas-Gastos de Administración
Total gastos reconocidos en resultados	1.788.484	3.790.967	709.171	1.151.034	38.548	1.704.893	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	30-06-2009	31-12-2008
Tasa de descuento utilizada	3,20%	3,25%
Tasa de inflación	4,00%	3,50%
Aumento futuros de salarios	3,50%	3,50%
Tabla de mortalidad	B-2006	
Tabla de invalidez	PDT 1985 - Cat. II	
Tabla de rotación	E.S.A. 77	

20.- INGRESOS DIFERIDOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle de Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros	5.853.254	3.920.803	7.323.400
Ingresos diferidos por apoyos en postación	24.679	31.780	31.279
Subsidios	171.560	37.697	1.027.273
Garantías	398.164	693.477	630.318
Gas por entregar	947.234	843.942	1.139.711
Otros	1.721.963	1.182.716	911.090
Total ingresos diferidos corrientes y no corrientes	9.116.854	6.710.415	11.063.071

El movimiento de este rubro por el período al 30 de junio de 2009 y 2008 es el siguiente:

Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	30-06-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	6.710.415	11.063.071
Adiciones	27.394.046	45.145.252
Imputación a resultados	24.305.731	48.431.247
Ganancia (Pérdida) Diferencias de conversión	(22.583)	15.561
Ganancia (Pérdida) Otros	(659.293)	(1.082.222)
Saldo final ingresos diferidos corrientes y no corrientes	9.116.854	6.710.415

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

Al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 553.054.022.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2009 el capital de la Sociedad está representado por 378.493.319 acciones sin valor nominal de un voto por acción.

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

21.3.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2008, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 50% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2008. A su vez aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 350 de \$ 38,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2007 el cual se pagó con fecha 24 de abril de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.913 de fecha 30 de mayo de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 351 de \$ 88,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 20 de junio de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.916 de fecha 29 de agosto de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 352 de \$ 39,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 25 de septiembre de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.919 de fecha 28 de noviembre de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 353 de \$ 39,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2008.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2009, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2009. A su vez aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 354 de \$ 36,50 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.925 de fecha 29 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 355 de \$ 36,5.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 26 de junio de 2009.

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

21.4.- Otras reservas.

Estado de cambios en el patrimonio neto	Cambios en Otras Reservas						Cambios en Otras Reservas Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total
	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas de Conversión	Reservas por Revaluación	Reservas de Coberturas	Reservas de Disponibles para la Venta	Otras Reservas Varias	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Movimiento al 30 de junio de 2009							
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	90.124.222	9.256.450	290.266.655	0	(4.126.053)	(37.590.456)	347.930.818
Ajustes de Periodos Anteriores (Presentación)							
Ajustes de Periodos Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Inicial Reexpresado	90.124.222	9.256.450	290.266.655	0	(4.126.053)	(37.590.456)	347.930.818
Cambios (Presentación)							
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		(11.778.006)	0	(2.684.526)	(540.918)	(2.872.105)	(17.875.555)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	0	(5.450.283)	0	0	0	(5.450.283)
Cambios en Patrimonio	0	(11.778.006)	(5.450.283)	(2.684.526)	(540.918)	(2.872.105)	(23.325.838)
Saldo Final Periodo Actual 30/06/2009	90.124.222	(2.521.556)	284.816.372	(2.684.526)	(4.666.971)	(40.462.561)	324.604.980

Movimiento al 31 de diciembre de 2008							
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	90.124.222	0	207.923.073	0	(4.543.309)	(553.872)	292.950.114
Ajustes de Periodos Anteriores (Presentación)							
Ajustes de Periodos Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Inicial Reexpresado	90.124.222	0	207.923.073	0	(4.543.309)	(553.872)	292.950.114
Cambios (Presentación)							
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		9.256.450	91.001.112		417.256	6.799.172	107.473.990
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto			(8.657.530)			(43.835.756)	(52.493.286)
Cambios en Patrimonio	0	9.256.450	82.343.582	0	417.256	(37.036.584)	54.980.704
Saldo Final Periodo Actual 31/12/2008	90.124.222	9.256.450	290.266.655	0	(4.126.053)	(37.590.456)	347.930.818

22.- INGRESOS

22.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Ingresos Ordinarios	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Ventas	789.545.604	749.235.896	382.517.280	382.084.082
Venta de energía	566.621.884	491.971.334	266.162.061	223.091.548
Venta de gas	182.612.411	221.166.004	102.925.094	138.794.167
Venta de retail, materiales y equipos	40.311.309	36.098.558	13.430.125	20.198.367
Prestaciones de servicios	97.075.713	78.855.828	52.626.064	43.340.088
Peajes y transmisión	35.921.875	25.965.438	19.685.205	13.512.083
Arriendo de equipos de medida	4.604.380	3.922.470	2.256.860	1.983.621
Servicios de Mantenimiento de equipos a clientes	6.579.371	5.256.889	3.368.246	2.981.047
Apoyos en postación	5.885.059	4.593.708	2.871.459	2.282.086
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas y de gas	15.668.990	15.722.005	8.142.279	8.930.358
Otras prestaciones	28.416.038	23.395.318	16.302.015	13.650.893
Total ingresos ordinarios	886.621.317	828.091.724	435.143.344	425.424.170

22.2.- Otros ingresos de operación.

El siguiente es el detalle de otros ingresos para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Otros ingresos de operación	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Arriendo de oficinas	1.586.134	1.239.945	791.332	597.988
Ingresos financieros	10.276.133	7.802.881	3.539.891	3.782.801
Otros ingresos de operación	7.573.974	6.037.761	6.447.876	3.833.731
Total Otros ingresos de operación	19.436.241	15.080.587	10.779.099	8.214.520

23.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

23.1.- Gastos por naturaleza.

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración del Grupo CGE para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Gastos por naturaleza	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Compra de energía	471.467.441	398.550.050	219.569.015	176.549.298
Compra de gas	125.815.033	168.462.709	68.902.609	106.554.363
Gastos de personal	53.133.551	46.229.212	26.786.243	25.209.877
Gastos de Operación y Mantenimiento	49.248.824	41.747.606	25.986.607	22.733.208
Depreciación	39.969.939	33.626.441	20.395.669	16.600.314
Amortización	1.692.390	1.310.489	987.044	645.152
Otros	62.844.544	57.472.028	27.367.674	31.558.174
Total	804.171.722	747.398.535	389.994.861	379.850.386

23.2.- Gastos de personal.

El siguiente es el detalle de los gastos de personal para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Gastos de Personal	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Sueldos y Salarios	41.020.459	34.727.717	20.381.974	18.173.968
Beneficios a Corto Plazo a los Empleados	7.073.966	5.768.517	4.165.575	3.364.887
Gasto por Obligación por Beneficios Post Empleo	1.406.623	2.505.652	417.793	1.795.066
Beneficios por Terminación	390.219	580.627	232.658	398.160
Otros Beneficios a Largo Plazo	471.301	383.248	244.276	358.086
Otros Gastos de Personal	2.770.983	2.263.451	1.343.967	1.119.710
Total Gastos de Personal	53.133.551	46.229.212	26.786.243	25.209.877

23.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Detalle	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Depreciación	39.969.939	33.626.441	20.395.669	16.600.314
Amortización	1.692.390	1.310.489	987.044	645.152
Total	41.662.329	34.936.930	21.382.713	17.245.466

23.4.- Resultados financieros.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Resultado Financiero	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales	7.727.971	5.204.762	1.396.165	701.897
Ingresos por otros activos financieros	992.377	288.986	1.337.913	1.209.975
Otros ingresos financieros	1.555.785	2.309.133	805.813	1.870.929
Total Ingresos financieros	10.276.133	7.802.881	3.539.891	3.782.801
Gastos financieros				
Gastos por préstamos bancarios	13.917.140	9.558.880	7.954.566	4.842.205
Gastos por bonos	21.088.849	18.168.126	9.770.809	7.884.506
Gastos financieros activados	666.750	819.768	308.641	240.663
Gastos por arrendamientos financieros	65.098	130.444	30.971	51.872
Gastos por valoración derivados financieros	0	0	0	0
Otros gastos	3.727.623	2.682.096	2.192.190	1.334.910
Total Gastos financieros	39.465.460	31.359.314	20.257.177	14.354.156
Resultados por unidades de reajuste	31.877.761	(37.435.707)	3.874.660	(26.938.467)
Diferencias de cambio				
Positivas	9.933.411	3.168.919	5.846.067	892.796
Negativas	(5.997.030)	(2.272.808)	(3.421.782)	(1.033.856)
Total Diferencias de cambio	3.936.381	896.111	2.424.285	(141.060)
Total Resultado Financiero	6.624.815	(60.096.029)	(10.418.341)	(37.650.882)

24.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias asciende a M\$ 15.585.288 en el período terminado al 30 de junio de 2009 (M\$ 8.748.852 en el mismo período de 2008), según el siguiente detalle:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida (Presentación)	01-01-09 al 30-06-2009	01-01-08 al 30-06-2008	01-04-09 al 30-06-2009	01-04-08 al 30-06-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$

Gasto por Impuestos Corrientes	13.979.153	11.221.349	7.165.031	3.617.517
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	765.818	1.890.345	11.243	291.319
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(134.672)	283.812	9.376	318.738
Otro Gasto por Impuesto Corriente	127.039	44.341	39.518	12.816
Gasto por impuestos corrientes a las ganancias, Neto, Total	13.205.702	9.659.157	7.202.682	3.657.752

Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	2.186.042	(802.504)	794.011	(87.981)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente usados para Reducir el Gasto por Impuesto Diferido	0	0	27.720	0
Otro Gasto por Impuesto Diferido	193.544	(107.801)	78.661	(89.236)
Gasto por Impuestos Diferidos a las ganancias, Neto, Total	2.379.586	(910.305)	844.952	(177.217)

Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	15.585.288	8.748.852	8.047.634	3.480.535
---	-------------------	------------------	------------------	------------------

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)	01-01-09 al 30-06-2009	01-01-08 al 30-06-2008	01-04-09 al 30-06-2009	01-04-08 al 30-06-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$

Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Extranjero	123.677	1.268.154	(291.186)	777.306
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	13.082.025	8.391.003	7.493.868	2.880.446
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	13.205.702	9.659.157	7.202.682	3.657.752

Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Extranjero	445.179	(395.586)	530.767	(275.340)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	1.934.407	(514.719)	314.185	98.123
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	2.379.586	(910.305)	844.952	(177.217)

Gasto (Ingreso) por impuesto a las Ganancias	15.585.288	8.748.852	8.047.634	3.480.535
---	-------------------	------------------	------------------	------------------

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	01-01-09 al 30-06-2009	01-01-08 al 30-06-2008	01-04-09 al 30-06-2009	01-04-08 al 30-06-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	18.228.719	5.013.085	7.134.758	1.708.391
Efecto Impositivo de Tasas en Otras Jurisdicciones	128.510	237.891	79.490	80.457
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	0	95.882	0	356.894
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	232.077	(53.820)	161.262	54.442
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(93.197)	(331)	(64.042)	8.902
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el Estado de Resultados	323.225	157.408	98.757	32.475
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	56.705	8.317	7.793	8.317
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(2.830.695)	3.796.338	699.046	2.027.199
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	(2.643.431)	3.735.767	912.876	1.772.144
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	15.585.288	8.748.852	8.047.634	3.480.535

Información sobre los efectos por impuestos de componentes de otros resultados integrales:

Importes antes de impuestos	01-01-09 al 30-06-2009			01-01-08 al 30-06-2008		
	Importe Antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias M\$	Importe Después de Impuestos M\$	Importe Antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias M\$	Importe Después de Impuestos M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(2.220.257)	(377.444)	(1.842.813)	0	0	0
Cobertura de Flujo de Caja	(3.758.486)	(349.724)	(3.408.762)	0	0	0
Ajustes por Conversión	(18.688.574)	0	(18.688.574)	2.178.150	0	2.178.150
Ajustes de Asociadas	(9.960.910)	0	(9.960.910)	0	0	0

Importes antes de impuestos	01-04-09 al 30-06-2009			01-04-08 al 30-06-2008		
	Importe Antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias M\$	Importe Después de Impuestos M\$	Importe Antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias M\$	Importe Después de Impuestos M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(1.014.533)	(172.471)	(842.062)	0	0	0
Cobertura de Flujo de Caja	(3.758.486)	(349.724)	(3.408.762)	0	0	0
Ajustes por Conversión	(11.292.234)	0	(11.292.234)	8.251.117	0	8.251.117
Ajustes de Asociadas	(9.960.910)	0	(9.960.910)	0	0	0

25.- UTILIDAD POR ACCION

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

Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	30-06-2009 M\$	30-06-2008 M\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	76.223.227	23.818.847
Ajustes para Calcular Ganancias Disponibles para los Accionistas Comunes, Básico	0	0
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	76.223.227	23.818.847
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	378.493.319	378.493.319
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción (\$ por acción)	201,39	62,93

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

26.- INFORMACION POR SEGMENTO.

26.1.- 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 licuado y natural, servicios e inversiones).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la generación, transmisión y distribución eléctrica, y de la distribución y venta de gas natural y gas licuado.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por el período terminado el 30 de junio de 2009 y 2008 es la siguiente:

26.2.- Cuadros patrimoniales.

SEGMENTOS OPERATIVOS	30 de junio de 2009					
	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Ajustes Consolidación	Totales
	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$
ACTIVOS						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	14.620.160	20.156.252	882.718	17.605.243	0	53.264.373
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	0	0	0	0	0	0
Activos Financieros Disponibles para la Venta	16.683	0	0	0	0	16.683
Otros Activos Financieros	0	10.686	0	0	0	10.686
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	242.801.685	53.504.679	9.078.416	571.602	0	305.956.382
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	39.049.915	6.834.410	20.546.531	30.207.159	(87.744.063)	8.893.952
Inventarios	14.954.474	24.959.302	35.043.293	0	0	74.957.069
Pagos Anticipados	857.750	1.851.536	1.058.312	28.130	0	3.795.728
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	6.771.316	1.013.418	528.747	2.338.671	(4.490.721)	6.161.431
Otros Activos	215.231	373.280	269	0	0	588.780
Activos Corrientes en Operación, Corriente	319.287.214	108.945.215	67.138.286	50.750.805	(92.234.784)	453.886.736
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	603.864					603.864
ACTIVOS CORRIENTES	319.891.078	108.945.215	67.138.286	50.750.805	(92.234.784)	454.490.600
Activos Financieros Disponibles para la Venta	197.410	6.063.024	17.471	0	0	6.277.905
Otros Activos Financieros	76.810	0	0	0	0	76.810
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	16.687.068	8.242.521	1.607.523	0	0	26.537.112
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	53.077	3.185.561	0	8.476.483	(8.529.560)	3.185.561
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	16.851.978	54.066.743	44.310	1.271.745.778	(1.267.398.271)	75.310.538
Activos Intangibles, Neto	452.818.740	13.217.266	16.097.251	51.502.504	0	533.635.761
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	1.092.578.216	963.929.060	54.004.449	568.488	0	2.111.080.213
Propiedades de Inversión	6.714.499	0	4.218.055	0	0	10.932.554
Activos por Impuestos Diferidos	13.214.236	56.727	1.518.863	0	0	14.789.826
Pagos Anticipados	0	30.873	0	0	0	30.873
Otros Activos	985.008	2.500.799	7.378.140	0	0	10.863.947
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.600.177.042	1.051.292.574	84.886.062	1.332.293.253	(1.275.927.831)	2.792.721.100
TOTAL ACTIVOS	1.920.068.120	1.160.237.789	152.024.348	1.383.044.058	(1.368.162.615)	3.247.211.700

30 de junio de 2009						
SEGMENTOS OPERATIVOS	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Ajustes Consolidación	Totales
	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS						
Préstamos que Devengan Intereses	87.491.002	63.963.826	16.506.249	59.636.264	0	227.597.341
Otros Pasivos Financieros	0	427.372	192.079	0	0	619.451
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	129.668.057	30.581.067	18.848.022	11.327.192	(171.415)	190.252.923
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	46.342.795	2.252.107	10.590.599	30.640.054	(86.981.421)	2.844.134
Provisiones	9.672.667	12.703.796	159.922	202.380	0	22.738.765
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	1.663.597	2.498.071	329.053	0	(4.490.721)	0
Otros Pasivos	671.490	566.655	0	0	0	1.238.145
Ingresos Diferidos	4.395.086	1.450.042	3.165.283	0	0	9.010.411
Obligación por Beneficios Post Empleo	264.759	324.814	0	0	0	589.573
Pasivos Acumulados (o Devengados), Total	7.097.850	1.185.123	1.727.721	1.631.985	0	11.642.679
PASIVOS CORRIENTES	288.137.921	116.128.341	51.518.928	103.437.875	(91.643.557)	467.579.508
Préstamos que Devengan Intereses	435.208.381	396.827.503	32.757.758	373.879.313	0	1.238.672.955
Otros Pasivos Financieros	0	5.265.509	0	0	0	5.265.509
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	3.232.695	714.720	1.588.996	0	0	5.536.411
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	9.095.078	0	25.709	0	(9.120.787)	0
Provisiones	1.309.990	33.866.428	0	0	0	35.176.418
Pasivos por Impuestos Diferidos	88.766.558	88.349.711	1.369.500	824.740	0	179.310.509
Otros Pasivos	611.318	12.768.402	104.859	0	0	13.484.579
Ingresos Diferidos	106.443	0	0	0	0	106.443
Obligación por Beneficios Post Empleo	34.294.712	6.297.399	1.310.350	1.176.970	0	43.079.431
PASIVOS NO CORRIENTES	572.625.175	545.857.138	37.157.172	375.881.023	(9.120.787)	1.522.399.721
Capital Emitido	596.395.472	138.188.853	56.086.442	553.054.022	(790.670.767)	553.054.022
Otras Reservas	295.016.499	309.568.111	6.133.543	424.678.405	(610.718.153)	424.678.405
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	139.013.469	(123.938.082)	252.690	(74.007.267)	(15.328.077)	(74.007.267)
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	1.030.425.440	323.818.882	62.472.675	903.725.160	(1.416.716.997)	903.725.160
Participaciones minoritarias	28.879.584	174.433.428	875.573	0	149.318.726	353.507.311
PATRIMONIO NETO	1.059.305.024	498.252.310	63.348.248	903.725.160	(1.267.398.271)	1.257.232.471
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.920.068.120	1.160.237.789	152.024.348	1.383.044.058	(1.368.162.615)	3.247.211.700

31 de diciembre de 2008						
SEGMENTOS OPERATIVOS	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Ajustes Consolidación	Totales
ACTIVOS	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	16.573.878	18.926.730	1.111.706	3.011.315	0	39.623.629
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	9.150.000	0	0	0	0	9.150.000
Activos Financieros Disponibles para la Venta	18.595	0	0	0	0	18.595
Otros Activos Financieros	0	10.458	0	0	0	10.458
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	241.124.915	44.250.700	8.035.202	85.627	0	293.496.444
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	5.924.770	7.112.142	10.302.579	65.005.856	(80.768.910)	7.576.437
Inventarios	11.684.286	15.502.285	30.306.472	0	0	57.493.043
Pagos Anticipados	246.646	1.573.271	82.262	5.109	0	1.907.288
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	11.574.976	4.947.462	351.622	2.363.000	(3.399.317)	15.837.743
Otros Activos	376.175	596.630	15.362	36.360	0	1.024.527
Activos Corrientes en Operación, Corriente	296.674.241	92.919.678	50.205.205	70.507.267	(84.168.227)	426.138.164
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	603.864					603.864
ACTIVOS CORRIENTES	297.278.105	92.919.678	50.205.205	70.507.267	(84.168.227)	426.742.028
Activos Financieros Disponibles para la Venta	259.903	8.286.182	17.471	0	0	8.563.556
Otros Activos Financieros	76.810	0	0	0	0	76.810
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	15.473.471	6.559.083	1.456.927	0	0	23.489.481
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	55.487	724.065	0	6.585.117	(6.640.604)	724.065
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	21.696.937	87.798.803	44.310	1.240.093.846	(1.235.437.038)	114.196.858
Activos Intangibles, Neto	460.020.005	13.944.942	12.709.236	51.502.504	0	538.176.687
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	1.082.756.108	972.013.521	52.702.505	516.725	0	2.107.988.859
Propiedades de Inversión	6.789.240	0	4.220.321	0	0	11.009.561
Activos por Impuestos Diferidos	14.842.499	59.035	1.363.413	0	0	16.264.947
Pagos Anticipados	0	15.140	0	0	0	15.140
Otros Activos	1.640.751	3.148.925	7.049.857	0	0	11.839.533
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.603.611.211	1.092.549.696	79.564.040	1.298.698.192	(1.242.077.642)	2.832.345.497
TOTAL ACTIVOS	1.900.889.316	1.185.469.374	129.769.245	1.369.205.459	(1.326.245.869)	3.259.087.525

31 de diciembre de 2008						
SEGMENTOS OPERATIVOS	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Ajustes Consolidación	Totales
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2008 M\$
Préstamos que Devengan Intereses	44.707.071	33.023.850	12.404.064	95.546.404	0	185.681.389
Otros Pasivos Financieros	0	429.861	141.158	0	0	571.019
Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	141.166.928	24.255.362	16.460.699	10.975.428	4.235	192.862.652
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	49.528.773	1.830.536	30.377.120	1.599.808	(80.772.505)	2.563.732
Provisiones	10.393.949	17.006.700	906.242	411.000	0	28.717.891
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	105.533	2.904.427	389.357	0	(3.399.317)	0
Otros Pasivos	2.128.319	64.190	0	0	0	2.192.509
Ingresos Diferidos	3.486.795	1.145.292	1.928.165	0	0	6.560.252
Obligación por Beneficios Post Empleo	339.215	272.318	0	0	0	611.533
Pasivos Acumulados (o Devengados), Total	9.705.233	1.472.766	1.645.058	1.999.902	0	14.822.959
PASIVOS CORRIENTES	261.561.816	82.405.302	64.251.863	110.532.542	(84.167.587)	434.583.936
Préstamos que Devengan Intereses	464.121.611	412.210.107	16.132.787	383.772.193	0	1.276.236.698
Otros Pasivos Financieros	0	5.617.208	0	0	0	5.617.208
Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	4.090.300	788.175	1.584.042	0	0	6.462.517
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	6.615.535	0	25.709	0	(6.641.244)	0
Provisiones	1.285.349	70.464.563	0	0	0	71.749.912
Pasivos por Impuestos Diferidos	86.833.575	90.523.910	878.594	897.133	0	179.133.212
Otros Pasivos	611.318	10.098.699	79.644	0	0	10.789.661
Ingresos Diferidos	150.163	0	0	0	0	150.163
Obligación por Beneficios Post Empleo	33.868.950	6.528.410	1.235.669	1.146.249	0	42.779.278
PASIVOS NO CORRIENTES	597.576.801	596.231.072	19.936.445	385.815.575	(6.641.244)	1.592.918.649
Capital Emitido	596.395.472	138.188.853	39.429.565	553.054.022	(774.013.890)	553.054.022
Otras Reservas	299.934.924	326.238.573	7.270.820	448.004.243	(633.444.317)	448.004.243
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	117.718.045	(137.289.503)	(1.965.041)	(128.200.923)	21.536.499	(128.200.923)
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	1.014.048.441	327.137.923	44.735.344	872.857.342	(1.385.921.708)	872.857.342
Participaciones minoritarias	27.702.258	179.695.077	845.593	0	150.484.670	358.727.598
PATRIMONIO NETO	1.041.750.699	506.833.000	45.580.937	872.857.342	(1.235.437.038)	1.231.584.940
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.900.889.316	1.185.469.374	129.769.245	1.369.205.459	(1.326.245.869)	3.259.087.525

26.3.- Cuadros de resultados.

Segmento Electricidad

SEGMENTOS OPERATIVOS	Electricidad			
	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios, Total	680.333.527	591.127.848	325.675.672	278.420.222
Costo de Ventas	572.037.544	488.762.978	272.824.755	228.267.842
Margen bruto	108.295.983	102.364.870	52.850.917	50.152.380
Otros Ingresos de Operación, Total	13.921.936	6.942.913	8.113.330	3.023.781
Costos de Mercadotecnia	479.850	503.703	(856.024)	(406.539)
Costos de Distribución	0	0	0	0
Gastos de Investigación y Desarrollo	0	0	0	0
Gastos de Administración	37.496.017	32.440.199	19.646.761	17.829.768
Costos de Reestructuración	0	0	0	0
Otros Gastos Varios de Operación	610.538	293.560	252.971	92.109
Costos Financieros	15.152.384	13.225.390	5.412.252	5.621.272
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	3.308.105	2.729.377	1.225.272	1.436.622
Participación en Ganancia (Pérdida) de Negocios Conjuntos Contabilizados por el Método de la Participación	0	0	0	0
Diferencias de cambio	(708.263)	83.495	(238.997)	(184.225)
Resultados por Unidades de Reajuste	11.535.952	(12.489.649)	1.234.798	(9.203.952)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	(1.379.116)	981.953	(1.473.061)	(435.601)
Minusvalía Comprada Inmediatamente Reconocida	0	0	0	0
Otras Ganancias (Pérdidas)	117.233	(4.671.189)	1.799.140	(4.327.437)
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	81.353.041	49.478.918	39.055.439	17.324.958
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	13.644.610	6.799.199	6.570.463	2.057.794
Ganancia (Pérdida)	67.708.431	42.679.719	32.484.976	15.267.164

Segmento Gas

SEGMENTOS OPERATIVOS	Gas			
	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios, Total	186.456.509	225.084.075	106.232.645	141.555.360
Costo de Ventas	142.609.233	184.397.236	77.143.475	112.852.410
Margen bruto	43.847.276	40.686.839	29.089.170	28.702.950
Otros Ingresos de Operación, Total	4.576.801	7.355.662	2.834.150	5.303.865
Costos de Mercadotecnia	1.979.788	1.861.388	1.188.153	1.071.881
Costos de Distribución	6.018.655	6.474.588	4.336.230	4.967.216
Gastos de Investigación y Desarrollo	0	0	0	0
Gastos de Administración	25.347.725	24.088.197	10.897.163	12.627.688
Costos de Reestructuración	0	0	0	0
Otros Gastos Varios de Operación	742.190	849.161	477.657	329.136
Costos Financieros	13.368.684	12.449.187	7.470.885	7.194.579
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	1.920.381	471.310	857.736	(466.984)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Negocios Conjuntos Contabilizados por el Método de la Participación	0	0	0	0
Diferencias de cambio	4.275.080	1.103.141	2.268.257	256.833
Resultados por Unidades de Reajuste	10.144.307	(12.001.675)	602.374	(8.121.798)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	285.022	0	284.966	0
Minusvalía Comprada Inmediatamente Reconocida	0	0	91.456	0
Otras Ganancias (Pérdidas)	4.967.477	1.127.091	(1.288.748)	310.302
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	22.559.302	(6.980.153)	10.369.273	(205.332)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	1.363.123	2.320.984	2.412.976	2.805.499
Ganancia (Pérdida)	21.196.179	(9.301.137)	7.956.297	(3.010.831)

Segmento Servicios

SEGMENTOS OPERATIVOS	Servicios			
	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios, Total	49.712.812	41.077.916	18.077.716	22.540.459
Costo de Ventas	38.570.775	31.300.370	14.075.988	17.033.294
Margen bruto	11.142.037	9.777.546	4.001.728	5.507.165
Otros Ingresos de Operación, Total	239.295	299.108	74.479	196.409
Costos de Mercadotecnia	66.681	28.207	56.354	5.905
Costos de Distribución	35.852	53.995	15.412	36.538
Gastos de Investigación y Desarrollo	19.103	0	17.146	0
Gastos de Administración	4.745.255	4.158.766	2.397.284	2.271.376
Costos de Reestructuración	0	0	0	0
Otros Gastos Varios de Operación	36.575	36.547	20.745	12.061
Costos Financieros	1.682.148	905.414	695.823	466.347
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	0	(2.304)	0	(81)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Negocios Conjuntos Contabilizados por el Método de la Participación	0	0	0	0
Diferencias de cambio	592.485	(288.102)	527.719	(264.455)
Resultados por Unidades de Reajuste	494.002	(469.593)	(393.871)	(300.840)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	4.912	(50.673)	97.505	(60.456)
Minusvalía Comprada Inmediatamente Reconocida	0	0	0	0
Otras Ganancias (Pérdidas)	(170.742)	26.076	(123.743)	55.295
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	5.716.375	4.109.129	981.053	2.340.810
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	1.162.503	623.740	321.586	395.987
Ganancia (Pérdida)	4.553.872	3.485.389	659.467	1.944.823

Segmento Inversiones

SEGMENTOS OPERATIVOS	Inversiones				Ajustes de Consolidación			
	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$	01-01-09 al 30-06-2009 M\$	01-01-08 al 30-06-2008 M\$	01-04-09 al 30-06-2009 M\$	01-04-08 al 30-06-2008 M\$
ESTADO DE RESULTADOS								
Ingresos Ordinarios, Total	1.048.662	526.848	523.036	269.392	(30.930.193)	(29.724.963)	(15.365.725)	(17.361.263)
Costo de Ventas	0	0	(3.362)	0	(22.128.573)	(22.206.910)	(12.239.930)	(15.084.577)
Margen bruto	1.048.662	526.848	526.398	269.392	(8.801.620)	(7.518.053)	(3.125.795)	(2.276.686)
Otros Ingresos de Operación, Total	2.183.497	2.403.854	990.694	1.517.852	(1.485.288)	(1.920.950)	(1.485.288)	(1.920.950)
Costos de Mercadotecnia	0	0	0	(745.037)	0	0	0	249.911
Costos de Distribución	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de Investigación y Desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de Administración	4.306.134	1.874.603	2.869.878	1.874.603	(8.801.620)	(7.518.053)	(3.125.795)	(3.435.199)
Costos de Reestructuración	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Gastos Varios de Operación	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Financieros	10.747.532	6.700.273	5.378.193	1.296.634	(1.485.288)	(1.920.950)	(47.682)	(1.012.348)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	78.132.175	41.801.505	35.189.452	15.783.887	(78.039.238)	(39.942.934)	(35.681.324)	(14.058.786)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Negocios Conjuntos Contabilizados por el Método de la Participación	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencias de cambio	(222.921)	(2.423)	(132.694)	50.787	0	0	0	0
Resultados por Unidades de Reajuste	9.703.500	(12.474.790)	488.652	(10.005.986)	0	0	0	0
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	0	0	0	0	0	0	0	0
Minusvalía Comprada Inmediatamente Reconocida	0	0	0	0	0	0	(91.456)	0
Otras Ganancias (Pérdidas)	(152.968)	(856.342)	(132.102)	(542.026)	0	0	91.456	1
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	75.638.279	22.823.776	28.682.329	4.647.706	(78.039.238)	(39.942.934)	(37.118.930)	(14.058.785)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(584.948)	(995.071)	(1.257.391)	(1.778.746)	0	0	0	1
Ganancia (Pérdida)	76.223.227	23.818.847	29.939.720	6.426.452	(78.039.238)	(39.942.934)	(37.118.930)	(14.058.786)

27.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

27.1.- Juicios y otras acciones legales.

Compañía General de Electricidad S.A.

27.1.1.- Nombre del juicio: "Campos con CGE".

Fecha: 18 de julio de 2003.
Tribunal: 1º Juzgado Civil, Chillán,
Rol N°: 43.787.
Materia: Demanda en juicio ordinario de indemnización de perjuicios por incendio que habría sido provocado por el sistema eléctrico de CGE.
Cuantía: M\$ 174.500
Estado: Se rechazó íntegramente la demanda en primera instancia, lo cual fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Chillan. La demandante presentó recurso de casación en la forma y en el fondo, los cuales se encuentran en estado de revisión de admisibilidad.

27.1.2.- Nombre del juicio: "Fisco con CGE".

Fecha: 19 de octubre de 2000.
Tribunal: 3º Civil Santiago.
Materia: Demanda interpuesta por el Fisco de Chile para recuperar el financiamiento que efectuó para la ejecución de las obras de traslado de postación.
Cuantía: M\$ 79.446.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó demanda presentada por el Fisco, quien apeló ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte de Apelaciones confirmó la sentencia de primera grado. Actualmente, se encuentra pendiente el fallo del recurso de casación en el fondo interpuesto por el Fisco ante la Corte Suprema.

27.1.3.- Nombre del juicio: "Parada Parada con Ingeniería Paviol y CGE S.A."

Fecha: 18 de agosto de 2008.
Tribunal: 8º Juzgado de Trabajo.
Materia: Indemnización de perjuicios por despido injustificado y cobro de prestaciones eventualmente adeudadas.
Cuantía: M\$ 41.688.
Estado: Periodo de prueba.

CGE Distribución S.A.:

27.1.4.- Nombre del juicio: "Compañía de Telecomunicaciones de Chile S.A. con CGE Distribución S.A."

Fecha: 31 de mayo de 2006.
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 7319-2006.
Materia: Demanda en juicio sumario de devolución aportes reembolsables.

Cuantía: M\$ 117.350.
Estado: Sentencia de primera instancia acoge parcialmente la demanda, en cuanto se declara que se deberán aplicar a los aportes reembolsables de cada uno de los 12 contratos involucrados, los reajustes e intereses legales. Además, se establece que las devoluciones se harán en energía eléctrica en el inmueble correspondiente, descontando la energía eléctrica ya entregada por la demandada. Dicha sentencia aún no ha sido notificada.

27.1.5.- Nombre del juicio: "Inversiones Santa Paula con CGE Distribución S.A."

Fecha: 15 de noviembre de 2006.
Tribunal: 13º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 20.683-2006.
Materia: Demanda en juicio ordinario de indemnización de perjuicios, derivado de habersele suministrado energía eléctrica a ocupantes ilegales de un terreno, lo que habría "alentado" la prolongación en el tiempo de la usurpación.
Cuantía: M\$ 82.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.6.- Nombre del juicio: "Compañía Papelera del Pacífico (PAIMASA) y otra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 4 de mayo de 2007.
Tribunal: 22º Civil Santiago, Rol Nº 7576-2007.
Materia: Indemnización de perjuicios por daños provocados por incendio en la Planta de la Papelera.
Cuantía: M\$ 216.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda, encontrándose pendiente el plazo para que la demandante presente un recurso de apelación.

27.1.7.- Nombre del juicio: "Ranalleta con CGED".

Fecha: 6 de abril de 2006.
Tribunal: 28º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 4299-2006.
Materia: Indemnización de perjuicios por daño moral, interpuesta por trabajador que habría sufrido una descarga eléctrica en tendido eléctrico de Río Maipo.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Período de prueba.

27.1.8.- Nombre del juicio "Garrido con Río Maipo"

Tribunal: 3º Juzgado de letras de San Bernardo, rol Nº 10543-2003.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 54.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.9.- Nombre del juicio: "Sociedad Bignotti Hnos. Ltda. con Río Maipo".

Fecha: 16 de mayo de 2002.

Tribunal: 2º de San Bernardo, Rol Nº 2064-2002.
Materia: Indemnización de perjuicios por daños causados.
Cuantía: 3.803 UF.
Estado: Sentencia de segunda instancia confirma el fallo que acoge la demanda por la cantidad de UF 940.

27.1.10.-Nombre del juicio “Echeverría con CGED”.

Fecha: 4 de agosto de 2006.
Tribunal: 2º Juzgado Civil, Talca, Rol Nº 1654-2006.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte indebido de suministro.
Cuantía: M\$ 30.952.
Estado: Sentencia de primera instancia que rechaza la demanda. La demandante presentó un recurso de apelación que se encuentra pendiente de resolución.

27.1.11.-Nombre del juicio: “Miranda con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 1º Civil de Concepción, Rol Nº 4385-2007.
Materia: Contratista persigue indemnización de perjuicios por término unilateral de contrato.
Cuantía: M\$ 113.000.
Estado: Con fecha 18 de junio se ha notificado la demanda encontrándose pendiente el plazo para contestar la demanda.

27.1.12.-Nombre juicio: “Carlos Alberto Soto con Soc. Serv. y otro”.

Fecha: 12 de diciembre de 2007.
Tribunal: 4º Juzgado del Trabajo de Santiago, Rol Nº 927-2007.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 23.05.2007 donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGED.
Cuantía: M\$ 829.085.
Estado: Apelación pendiente de la demandante contra sentencia definitiva que rechaza la demanda.

27.1.13.-Nombre del juicio: “Reyes González con Correa, Olimpo Otra”.

Fecha: 2 de noviembre de 2007.
Tribunal: 7º del Trabajo Santiago, causa Rol Nº 944-2007
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente del trabajo. Hay seguro involucrado.
Cuantía: M\$ 374.000.-
Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.14.-Nombre del juicio: “Calderón y otros con Sociedad Paviol y CGED”.

Fecha: 11 de junio de 2007.
Tribunal: 1º del Trabajo Rancagua, Rol 94607-2008.
Materia: Demanda laboral por despidos injustificados.
Cuantía: M\$ 58.111.

Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.15.-Nombre del juicio: "Onces Alemanas con CGE Distribución S.A."

Fecha: 11 de marzo de 2008.
Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica, Rol N° 19.123.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio que la demandante atribuye al mal estado de instalaciones de CGE Distribución S.A.
Cuantía: M\$ 40.000.
Estado: Período de prueba.

27.1.16.-Nombre del juicio "Fisco con CGE Distribución S.A."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 22° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por reembolso de financiamiento por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 208.441.
Estado: Periodo de discusión.

27.1.17.-Nombre del juicio "Vitagliano Pulgar con CGE Distribución S.A."

Fecha: 7 de abril de 2009.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 55.386-09.
Materia: Indemnización de perjuicios por falta de retiro de postes del predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 385.000.

27.1.18.-Nombre del juicio "Ilustre Municipalidad de Talca con CGE Distribución S.A."

Fecha: 2 de junio de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca, Rol N° 1581-09.
Materia: Municipalidad de Talca pretende que se declare que los postes de distribución de energía eléctrica son de su propiedad.
Cuantía: Indeterminada.

27.1.19.-Nombre del juicio "Cuevas Alegría con CGE Distribución S.A."

Fecha: 18 de mayo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Concepción, Rol N° 4125-09.
Materia: Accidente de menor quién sufrió un accidente al tomar contacto con poste de alumbrado público.
Cuantía: M\$ 70.000.

27.1.20.-Nombre del juicio "Fernando Delgado y otro con Soc. Eléc. Zavala y CGED"

Fecha: 22 de diciembre de 2008.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Los Angeles, Rol N° 16.575-2008
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 11 de septiembre de 2007, donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGE Distribución.

Cuantía: M\$ 170.000.
Estado: Acuerdo para suscribir transacción.

27.1.21.-Nombre del juicio "Mancilla con Fabri y CGE Distribución S.A.".

Fecha: 29 de diciembre de 2008.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca, Rol N° 1151-08.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 28 de diciembre de 2006, donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGE Distribución.
Cuantía: M\$ 200.000.

CGE Transmisión S.A.:

27.1.22.-Nombre del juicio "CGE Transmisión con Eléctrica Panguipulli S.A.".

Fecha: 13 de septiembre de 2007.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: El fundamento de la demanda no es otro que la negativa de la empresa demandada a pagar facturas correspondientes al peaje por uso de instalaciones de CGE Transmisión S.A. de conformidad al "Contrato de Peaje Básico" de fecha 21 de abril de 1993, celebrado entonces entre ENDESA y Empresa Eléctrica Pullinque.
Cuantía: M\$ 645.026.
Dicha suma ha sido aumentada mediante la acreditación en el proceso de las facturas que se han devengado con posterioridad a la presentación de la demanda, estimándose una cantidad total de M\$1.631.102.
Estado: La causa se encuentra en estado para dictar sentencia.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

27.1.23.-Nombre del juicio: "Diagnósticos Médicos con ELECDA".

Fecha: 14 de mayo de 2007.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos, como consecuencia de cortes de energía eléctrica.
Rol N°: 3891-2007
Cuantía: M\$ 36.208.
Estado: Período de prueba, sin embargo, la causa no tiene movimiento y actualmente se encuentra archivada.

27.1.24.-Nombre del juicio: "Centro de Diagnóstico Imágenes Blanco Limitada con ELECDA".

Fecha: 01.de noviembre de 2008
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Rol N°: 5083-2008

Cuantía: M\$ 127.802.
Estado: Etapa de prueba.

21.1.25.- Nombre del juicio: "Fisco con Elecda"

Fecha: 20 de agosto de 2008.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia: Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el fisco.
Cuantía: M\$ 516.502.
Rol N°: 3642-2008
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó la demanda y, actualmente se encuentra en apelación.

21.1.26.-Nombre del juicio: "Olivera con Elecda"

Fecha: 30 de marzo de 2007.
Fecha: 9 de marzo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios extracontractuales, reclamados por familia de bombero fallecido en accidente.
Cuantía: M\$ 150.000.
Rol N°: 3.147-2008
Estado: Se acoge excepción dilatoria y tribunal ordena notificar la demanda en Santiago.

27.1.27.- Nombre del juicio: "Valencia EIRL con Elecda"

Fecha: 23 de marzo de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía: M\$ 647.107.
Rol N°: 938-2009
Estado: Conciliación

27.1.28.- Nombre del juicio: "Grenett con Elecda"

Fecha: 30 de abril de 2009.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de Calama
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por infracción a la Ley del Consumidor, por corte se suministro.
Cuantía: M\$ 35.000.
Rol N°: 98.958
Estado: Citación a oír sentencia.

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.:

27.1.29.- Nombre del juicio: "Farías Galaz con Emelat S.A."

Fecha: 17 de diciembre de 2007.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Copiapó.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio de locales comerciales.
Cuantía: M\$ 95.000.
Estado: Periodo de prueba.

27.1.30.- Nombre del juicio: "Fiscalía Nacional Económica con Emelat S.A."

Fecha: 5 de diciembre de 2008.
Tribunal: Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.
Materia: Eventual Infracción al Decreto Ley N°211 de 1973.
Cuantía: M\$ 90.000.
Estado: Periodo de prueba.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

27.1.31.- Nombre del juicio: "Pedro Riquelme Jorquera con CONAFE".

Tribunal: 1º Juzgado de Letras de Linares,
Rol N°: 11.786-2004; Corte de Apelaciones de Talca.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios, basada en que con fecha 11 de agosto de 1989, se suscribió un contrato de aportes reembolsables entre demandante y demandada. El primero argumenta que el reembolso efectivo no se ha realizado, el que de acuerdo a contrato debería de haber sido a través de acciones de ENDESA.
Cuantía: M\$ 60.000
Estado: La sentencia de primera instancia condenó a CONAFE a un pago de reembolso por 104,64 UF, más un 10% de interés anual. La Corte de Apelaciones de Talca confirmó la sentencia, que se encuentra ya ejecutoriada.

27.1.32.- Nombre del juicio: "Compañía de Seguros Cruz del Sur con CONAFE".

Tribunal: 1º Juzgado de Viña del Mar,
Rol N°: 4013-2000; Corte de Apelaciones de Valparaíso,
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios, basada en que la demandante, subrogándose legalmente en las acciones de su cliente asegurado, Industrial y Comercial San Javier Limitada, demanda los daños causados con motivo de un incendio ocurrido el año 1997.
Cuantía: 4.000 UF.
Estado: La Sentencia definitiva de primera instancia rechazó la demanda. Con fecha 18 de abril de 2008 la Corte de Apelaciones de Valparaíso confirmó sentencia de primera instancia. La Compañía de Seguros recurrió de casación ante la Corte Suprema, su vista está pendiente.

27.1.33.- Nombre del juicio: "Leighton Pereira, Manuel con CONAFE".

Tribunal: 1º Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 3121-2003.
Materia: Demanda por indemnización por daño emergente y lucro cesante por electrocución.
Cuantía: M\$ 293.044.
Estado: La sentencia definitiva de primera instancia condenó a CONAFE al pago de M\$ 35.164. En contra de dicha sentencia se interpusieron recursos de apelación y casación, encontrándose pendiente su vista.

27.1.34.- Nombre del juicio: "Corvalán Lagraze, Carlos con CONAFE".

Tribunal: Juzgado de Letras de Los Vilos.
Rol Nº: 7709.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 112.000.
Estado: Corte de Apelaciones de La Serena acogió incidente de sustitución de procedimiento. Con fecha 23 de abril se presentó escrito solicitando la declaración de abandono de procedimiento.

Comercial & Logística General S.A.:

27.1.35.- Nombre del juicio: "Hernández Pailahueque, Jorge con MAPESO y Comercial y Logística General S.A."

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios en juicio laboral
Tribunal: 2º Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol: 155-2008
Resumen: El Sr. Hernández es trabajador de la contratista MAPESO. El 26 de noviembre de 2007 sufrió accidente en la Central de Bodega de Comercial y Logística General S.A., en calle Las Acacias, San Bernardo. Indica el demandante que los trabajos, consistentes en cargar unos carretes de cables de transmisión eran dirigidos por Comercial y Logística General S.A. y que,, luego de subirse a unos de esos carretes, cayó desde una altura superior a los 3 metros, resultando con lesiones de consideración.
Cuantía: M\$ 168.000
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda, la cual fue objeto de un recurso de apelación presentado por la demandante que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

27.1.36.- Nombre del juicio: "Ilustre Municipalidad de Iquique con ELIQSA"

Fecha: 16 de abril de 2007.
Tribunal: Juzgado de Letras de Iquique.
Rol Nº: 711-2006.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios. La demandante se arroga la propiedad de los postes de distribución de electricidad ubicados en la comuna de Iquique y de los ductos subterráneos, pretendiendo que ELIQUA pague las rentas que la Municipalidad habría dejado de percibir por el uso de estas instalaciones.

Cuantía: Indeterminada.

Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda, sin embargo, la demandante presentó un recurso de apelación que se encuentra pendiente de resolución.

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

27.1.37.- Nombre del juicio: "Agrícola Ariztía Ltda. y Otra con Emelectric".

Fecha: 2 de octubre de 2003.

Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla,

Rol N°: 14773-2003; actualmente en Corte de Apelaciones de San Miguel por apelación contra sentencia definitiva.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de pavas reproductoras, supuestamente como consecuencia de la interrupción del suministro eléctrico.

Cuantía: M\$ 197.845

Estado: Rechazada la demanda en segunda instancia. Actualmente, se encuentra pendiente un recurso de casación en el fondo presentado por la demandante.

27.1.38.- Nombre del juicio: "Oliva con Emelectric".

Fecha: 21 de marzo de 2003.

Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla.

Rol N°: 62.617-2003.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de Manuel Rodríguez Navarrete

Cuantía: M\$ 500.000

Estado: En primera instancia, en estado de fallo.

27.1.39.- Nombre del juicio: "Taborga González, Ximena con Emelectric"

Fecha: 20 de julio de 2005.

Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Melipilla.

Rol N°: 16.199-2005.

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante

Cuantía: M\$ 247.000

Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.40.- Nombre del juicio: "Pavez Marco con Emelectric"

Fecha: 23 de marzo de 2004.

Tribunal: 1º Juzgado de Melipilla.

Rol N°:

Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 29.500.
Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.41.- Nombre del juicio: "Acosta Verdugo con Emelectric"

Fecha: 8 de octubre de 2007.
Tribunal: Juzgado de Constitución.
Rol N°:
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M \$ 80.000.
Estado: Periodo de prueba.

27.1.42.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Fundo El Chilque con Emelectric"

Fecha: 17 de junio de 2009.
Tribunal: 1° Juzgado de Melipilla.
Rol N°: 7374-09
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M \$ 891.514.
Estado: Periodo de prueba.

Empresas Emel S.A.

27.1.43.- Nombre del juicio: "Moyano con Emel".

Fecha: 30 de marzo de 2007.
Tribunal: 5º Juzgado del Trabajo.
Rol N°: 261-2007
Materia: Indemnización de perjuicios y nulidad de despido.
Cuantía: M\$ 2.354.880
Estado: Concluido período de prueba, encontrándose pendiente la designación de Perito Judicial, quien deberá traducir al español el documento en que consta la venta de acciones por parte de Empresas Emel S.A. a PPL Global Inc.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

27.1.44.- Nombre del juicio: "Salinas Fuentes Ramón y otros con EMETAL".

Tribunal: 4º Juzgado de Letras de Talca.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de Mauricio Salinas Maya.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda, pendiente la resolución del recurso de apelación presentado por la demandante.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

27.1.45.- Nombre del juicio: "EMELARI con Ilustre Municipalidad de Arica",

Fecha: 12 de noviembre de 2007.
Tribunal: Corte Suprema.
Materia: Reclamación para dejar sin efecto la Ordenanza Municipal sobre uso, apoyo e instalación de tendido de redes de propiedad de la Ilustre Municipalidad de Arica o administrados por ella, ubicados en bienes nacionales de uso públicos.
Estado: Corte de Apelaciones rechazó la reclamación. Se encuentra pendiente la vista del recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema.

Inmobiliaria General S.A.

27.1.46.- Nombre del juicio: "Celis Silva con IGSA",

Fecha: 20 de diciembre de 2007.
Tribunal: 17° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuestos defectos en la construcción en departamento adquirido por la demandante.
Cuantía: UF. 1.500.
Estado: Para fallo de primera instancia.

27.1.47.- Nombre del juicio: "Pinilla Olmos con IGSA",

Fecha: 7 de octubre de 2008.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios extracontractuales reclamados por ex empleado de la inmobiliaria.
Cuantía: M\$ 1.052.283.
Estado: Período de discusión.

27.1.48.- Nombre del juicio: "Rubilar y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 21 de enero de 2009.
Tribunal: 2° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 67-2009
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.49.- Nombre del juicio: "Acevedo y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 11 de diciembre de 2008.
Tribunal: 2° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 1223-2008
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.50.- Nombre del juicio: "Cardenas y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 4 de febrero de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 128-2009
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.51.- Nombre del juicio: "Cardenas y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 5 de marzo de 2009.
Tribunal: 5° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 123-2009
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.52.- Nombre del juicio: "Acharan y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 19 de diciembre de 2008.
Tribunal: 5° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 1249-2008
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto

inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.

Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.53.- Nombre del juicio: "Navea y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 3 de marzo de 2009.
Tribunal: 7° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 210-2009
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión.

27.1.54.- Nombre del juicio: "Bravo y otros con Const. De Mussy Ltda., IGSA y otros"

Fecha: 19 de diciembre de 2008.
Tribunal: 8° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 1248-2008
Materia: Indemnización por desahucio, feriados, remuneraciones, indemnización compensatoria del término anticipado del contrato de trabajo y otras prestaciones demandadas por ex trabajadores de la Empresa Constructora de Mussy Ltda., que prestaron servicios en el proyecto inmobiliario Chacra Los Olmos, ubicado en Avenida Nicanor Plaza N° 2345 y 2247, comuna de La Reina, Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Período de discusión

Gasco S.A.

27.1.55.- Nombre del juicio: "MF Ingeniería con Gasco S.A."

Fecha: 03.06.2005.
Tribunal: 13° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Demanda de responsabilidad contractual y extracontractual derivada de contrato de construcción de gasoducto.
Rol N°: 4672-2005
Cuantía: M\$ 163.000.-
Estado: Recursos de apelación (por ambas partes) y casación en la forma (de la demandada) pendientes.

27.1.56.- Nombre del juicio: "Marchant con Gasco S.A."

Fecha: 26 de julio de 2006
Tribunal: Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol N°: 2189-2006

Materia: Demanda despido injustificado
Cuantía: M\$ 158.000.-
Estado: Recurso de apelación pendiente.

Metrogas S.A.

27.1.57.- Nombre del juicio: "Fisco de Chile con Metrogas S.A."

Tribunal: Séptimo Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: C-3275-2008
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas
Cuantía: M\$ 281.313.-
Estado: Rechazado incidente de acumulación. Pendiente el período probatorio.

27.1.58.- Nombre del Juicio: "Metrogas S.A. con Hoteles de Chile S.A."

Tribunal: Noveno Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: C - 14.698 -2008
Materia: Juicio ordinario – enriquecimiento sin causa
Cuantía: M\$ 559.469.-
Estado: Citadas las partes a oír sentencia definitiva.

27.1.59.- Nombre del Juicio: "Fisco de Chile con Metrogas S.A."

Tribunal: Décimo Séptimo Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: C - 33.538 - 2008
Materia: Juicio cobro de pesos – traslado de instalaciones de gas
Cuantía: M\$ 164.560.-
Estado: Suspendido el procedimiento en la etapa de discusión

27.1.60.- Nombre del Juicio: "Hoteles de Chile con Metrogas S.A."

Tribunal: Décimo Noveno Juzgado Civil de Santiago
Rol N°: C - 25.261 - 2008
Materia: Juicio ordinario declaración de mera certeza
Cuantía: Cuantía indeterminada
Estado: Acogida la excepción de litis pendencia, pendiente apelación.

27.1.61.- Nombre del Juicio: "Camilla Montero, Fernando y otros con PKM Ingeniería y Proyectos Ltda. y otros".

Tribunal: Noveno Juzgado de Letras del Trabajo de Santiago
Rol N°: L-66-2008
Materia: Calificación del despido e indemnizaciones laborales
Cuantía: M\$ 254.005.-
Estado: Citadas las partes para oír sentencia definitiva.

27.1.62.- Nombre del Juicio: "c/ Manuel Emilio Aracena Silva y otros"

Tribunal: Trigésimo Segundo Juzgado del Crimen de Santiago
Rol N°: 2567-2001-5

Materia: Cuasidelito de homicidio e indemnización de perjuicios
Cuantía: M\$ 193.844.-
Estado: Sentencia definitiva absolutoria apelada (I.C.A. Santiago)
Causa con decreto de autos en relación suspendido.

27.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:

CGE Distribución S.A.:

27.2.1.- Nombre del juicio: "CGE Distribución S.A. con Cementos Bío Bío".

Árbitro: Sergio Urrejola Monckeberg.
Materia: CGE Distribución S.A. demanda a Cementos Bío Bío para que asuma los mayores costos de la energía que recibe de CGED, precisamente como consecuencia del mayor costo al que ella es adquirida de la generadora Colbún S.A., según fallo arbitral dictado por don Juan Eduardo Palma Jara con fecha 26.05.2008 y complementado mediante resolución del 26.06.2008.
Cuantía: M\$ 5.957.000.
Estado: Período de discusión finalizado.

27.2.2.- Nombre del juicio: "CGE Distribución S.A. con Colbún"

Árbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg
Materia: Declaración de inexistencia de obligación para CGE Distribución de pagar anticipadamente el cargo por el uso del sistema troncal; y que, en consecuencia, el contrato está siendo cumplido en forma por la misma.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Periodo de discusión finalizado.

27.2.3.- Nombre del juicio: "Colbún con CGE Distribución S.A."

Árbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg.
Materia: Pretensión de Colbún en orden a modificar los precios fijados para los clientes libres de la VII Región, abastecidos a través del contrato de suministro entre CGE Distribución S.A. y Colbún S.A.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Concluido el periodo de discusión.

CGE Transmisión S.A.:

27.2.4.- Nombre del juicio: Eléctrica Panguipulli con CGE Transmisión S.A."

Arbitro: Angel Cruchaga Gandarillas
Materia: Resolución del contrato de peaje básico del año 1993, celebrado entre ENDESA y Pullinque y cuyas partes actuales son la demandante y CGE Transmisión S.A. Con esta demanda pretende Panguipulli S.A. que se declare el contrato resuelto y, por ende, que se le exima de la

obligación de pagar peaje por el uso de instalaciones de CGE Transmisión S.A. Cabe señalar que los peajes adeudados por el uso de tales instalaciones han sido objeto de un juicio ante el 18º Juzgado de Santiago

Cuantía: Indeterminada.
Estado: Este juicio arbitral se encuentra en su etapa inicial, sin que a la fecha se haya celebrado el primer comparendo de fijación del procedimiento.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

27.2.5.- Nombre del juicio: “Compañía Minera Punitaqui SCM con CONAFE”.

Árbitro: Leslie Tomasello.
Materia: Cumplimiento forzado de contrato. De acuerdo a cláusula estipulada en contrato de suministro de electricidad entre las partes, CONAFE ejerció facultad de revisión de precios el mes de febrero de 2008, ejercicio que de acuerdo a la demandante fue mal ejecutado, solicitando se mantenga el precio originalmente pactado. El diferencial entre ambas posturas reflejado en la facturación mensual varía de acuerdo al valor de costo marginal, y a la fecha asciende a un promedio de aproximadamente M\$ 200.000. CONAFE presentó demanda reconvencional, solicitando se fije como precio del suministro, el valor de la oferta presentada.

Cuantía: Indeterminada
Estado: Período de prueba. Pendiente notificación resolución que recibe la causa a prueba.

27.2.6.- Nombre del juicio: “Colbún S.A. con CONAFE”.

Árbitro: Arturo Fernandois Vöhringer.
Materia: Terminación de contrato de suministro. Atendido fundamentalmente las diferencias de interpretación existentes entre las partes respecto al precio aplicable a ciertos clientes libres de la V Región, conforme al contrato de suministro de electricidad suscrito el 8 de agosto de 2003, con fecha 24 de diciembre de 2008 COLBÚN demandó a CONAFE.

Cuantía: Indeterminada
Estado: Etapa de conciliación.

27.2.7.- Nombre del juicio: “CONAFE con Colbún S.A.”.

Árbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg.
Materia: Declaración de certeza. Se busca la declaración de inexistencia de obligación para CONAFE, de pagar anticipadamente el cargo por el uso del sistema troncal; y que, en consecuencia, el contrato está siendo cumplido en forma por la misma.

Cuantía: Indeterminada
Estado: Presentado escrito de duplica de demanda reconvencional (por medio de la cual se pide el pago del cargo por uso de sistema troncal) el 12 de junio de 2009, pendiente llamado a conciliación por parte del árbitro.

27.2.8.- Nombre del juicio: “CONAFE con Inmobiliaria Mall Viña del Mar S.A.”.

Árbitro: Raúl Tavolari Oliveros.
Materia: Declaración de término de contrato. Se solicita la declaración que con fecha 30 de abril de 2008 terminó el contrato de suministro de electricidad que como cliente libre habían suscrito las partes.
Cuantía: Indeterminada
Estado: Etapa de prueba.

Inmobiliaria General S.A.:

27.2.9.- Nombre del juicio: “Socovesa Ingeniería y Construcción contra IGSA”.

Árbitro: Olga Feliú.
Fecha: 23 de julio de 2008
Materia: Incumplimiento de contrato
Cuantía: UF. 100.000.
Estado: Período de prueba.

Metrogas S.A.:

27.2.10.- Nombre del Juicio: “Sociedad Eléctrica Santiago S.A. con Metrogas S.A.”

Árbitro: Sergio Urrejola Monckeberg
Materia: Cumplimiento “Contrato de Servicio de Transporte de Gas”
Cuantía: MUS\$ 15.393.-
Estado: Concluida etapa de discusión

27.2.11.- Nombre del: “Cerámicas Santiago S.A. con Metrogas S.A.”

Árbitro: Olga Feliú Segovia
Materia: Cumplimiento Contrato de Abastecimiento de Gas Natural para Servicio Industrial
Cuantía: U.F. 136.306
Estado: Concluida la etapa de discusión

27.3.- Sanciones administrativas:

CGE Transmisión S.A.:

- 27.3.1.- Con fecha 14 de agosto de 2003, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 1440, aplicó a CGE Transmisión S.A. una sanción ascendente a UTA 1.000, por la presunta responsabilidad que cabe a esta última en la falla que afectó el funcionamiento del SIC desde la II a la VII Región, ocurrida el 23 de septiembre de 2002. En contra de dicha resolución, luego de rechazada la reposición interpuesta con fecha 28 de agosto de 2003, se interpuso ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, reclamación del artículo 19 de la Ley N° 18.410, la cual se encuentra pendiente de resolución ante dicha Corte (Rol 5912-2004).
- 27.3.2.- Con fecha 27 de abril de 2004, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta número 813, aplicó a CGE Transmisión S.A. una sanción ascendente a 560 UTA, en su condición de empresa integrante del CDEC-SIC, por una supuesta falta de coordinación para preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico durante la falla generalizada del Sistema Interconectado Central (SIC), ocurrida el día 13 de enero de 2003. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición, el cual fue resuelto con fecha 3 de noviembre de 2005, y por medio del cual se rebajó la multa a un monto de 350 UTA. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reclamación, cuya vista por parte de la I. Corte de Apelaciones de Santiago se encuentra pendiente (causa Rol N° 11.091-2005).
- 27.3.3.- Con fecha 30 de junio de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 1110-2005, aplicó a CGE Transmisión S.A. una sanción ascendente a 350 UTA, por la presunta responsabilidad en la falla que afectó el funcionamiento del SIC, ocurrida el 07 de noviembre de 2003. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición, cuya resolución por parte de referida Superintendencia se encuentra, a la fecha del presente informe, pendiente.
- 27.3.4.- Con fecha 11 de febrero de 2009, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 272-2009, aplicó a CGE Transmisión S.A. una sanción ascendente a 50 UTA, por la presunta responsabilidad en las fallas que afectaron a la línea de 66 kv Temuco – Victoria los días 4 y 13 de febrero de 2007 afectando los consumos suministrados desde una serie de subestaciones. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición, cuya resolución por parte de la SVS se encuentra, a la fecha del presente informe, pendiente.

CGE Distribución S.A.:

- 27.3.5.- Con fecha 07 de julio de 2006, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 965-2006, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 56 UTA, por exceder índices de interrupción por alimentador. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.
- 27.3.6.- Con fecha 07 de noviembre de 2008, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 1712-2008, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 161 UTA, por exceder índices de interrupción por alimentador. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.

- 27.3.7.- Con fecha 07 de julio de 2006, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 969-2006, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 47 UTA, por exceder índices de interrupción por alimentador. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.
- 27.3.8.- Con fecha 14 de enero de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 81-2005, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 550 UTM, por no dar respuesta a solicitudes y reclamos de clientes dentro de plazo de 30 días establecido en Oficio Circular N° 4853 de la SEC. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

- 27.3.9.- Con fecha 2 de junio de 2009, la Dirección Regional de la V Región de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante resolución Exenta Número 43, rechazó un recurso de reposición presentado por Conafe, aplicando a esta última una sanción ascendente a 600 UTM, por la presunta responsabilidad que cabe a esta última en el error de lectura del medidor de un cliente de Viña del Mar, lo cual se tradujo en una incorrecta facturación. En contra de dicha Resolución se presentó un recurso de reclamación, cuya vista por parte de la I. Corte de Apelaciones de Valparaíso se encuentra pendiente.

27.4.- Restricciones.

Compañía General Electricidad S.A. ha convenido con bancos acreedores los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, las principales restricciones son:

Índice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento	Pasivo exigible sobre patrimonio más interés minoritario.	$\leq 1,8$ veces
Razón de endeudamiento financiero	Deuda financiera sobre patrimonio más interés minoritario	$\leq 1,5$ veces
Cobertura de gastos financieros	EBITDA sobre gastos financieros	$\geq 3,0$ veces
Cobertura de deuda	Deuda financiera sobre EBITDA	$\leq 5,5$ veces
Patrimonio mínimo	Total patrimonio	\geq UF 25.000.000
Activos en los sectores electricidad y gas	Total de activos consolidados	$\geq 0,7$ veces

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

28.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Compañía General de Electricidad S.A.

28.1.1.- 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 filial 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 US\$ 9.200.000, al 30 de junio de 2009.

28.1.2.- Por instrumento de fecha 12 de abril de 2005, otorgado en Buenos Aires, República Argentina, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su filial Energía San Juan S.A., a favor del Banco Río de la Plata S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de la República Argentina, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en el "Convenio de Reestructuración de Pasivos" suscrito el 12 de abril de 2005 entre Energía San Juan S.A. y el Banco Río de la Plata S.A. y que asciende a un monto de capital, al 30 de junio de 2009 \$ Arg. 3.500.000.

28.1.3.- Por instrumentos de fecha 7 de octubre de 2008, 3 de noviembre de 2008, 4 de noviembre de 2008, 2 de diciembre de 2008 y 22 de diciembre de 2008, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de su filial Energía San Juan S.A., a favor del Banco Santander Río S.A., institución bancaria organizada y existente en conformidad a las leyes de la República Argentina, con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago asumidas en virtud de los desembolsos efectuados en las mismas fechas con cargo a la línea de crédito cursada a favor de dicha filial, desembolsos que al 30 de junio de 2009 ascienden al monto de \$ Arg. 32.000.000.

28.1.4.- En pagaré suscrito con fecha 29 de septiembre de 2008 por la filial Energía de San Juan S.A. (ESJ) a favor de Banco de Chile, Compañía General de Electricidad S.A., se constituyó en aval de la primera, para el objeto de garantizar al Banco de Chile, el cumplimiento de todas sus obligaciones asumidas por ESJ en el referido pagaré cuyo capital asciende a US\$ 7.000.000.- El uso de los fondos fue destinado a cancelar la totalidad del crédito adeudado por la filial ESJ al banco West LB New York Branch, cuyo vencimiento era el 30 de septiembre del 2008. La obligación con el Banco de Chile contempla un único vencimiento el día 29 de septiembre del 2011.

Inmobiliaria General S.A.

28.1.5.- Con fecha 18 de julio de 2003, Inmobiliaria General S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de su filial inmobiliaria Coronel S.A. y prendó las acciones que posee en esta filial en favor del Banco Scotiabank. El crédito se encuentra actualmente reducido a M\$ 3.147.834. Las referidas acciones tienen un valor libro de M\$ 3.880.876.

Gasco S.A.

28.1.6.- Garantías a Innergy Soluciones Energéticas

Con fecha 2 de febrero de 1998 Gasco S.A. en su calidad de de accionista de la sociedad denominada SGN Marketing S.A., hoy Innergy Soluciones Energéticas S.A., constituyó fianzas para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A., bajo los Contratos de Transporte de Gas suscritos con Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del pacífico (Argentina) S.A., por un volumen creciente que alcanza en la actualidad a 3,1 millones de m³/día. Dicha fianza se encuentra limitada al monto de la partición accionaria de Gasco S.A., esto es al 30%.

Con fecha 18 de junio de 2009, se procedió a la cancelación de la fianza de Gasco S.A. respecto de las obligaciones de pago que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A., bajo los Contratos de Transporte de Gas suscritos con Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.

A la fecha subsiste vigente la garantía de Gasco S.A. respecto 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 la partición accionaria de Gasco S.A. en dicha sociedad, esto es al 30%.

28.1.7.- Aval de Gasco S.A. a Gascart S.A.

Gasco S.A. se encuentra avalando las obligaciones que la Sociedad asociada Gascart S.A. asumió como deudora de Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., New York, en virtud del contrato de crédito sindicado, ascendente a la fecha a la suma de US\$ 17.787.600.-, suscrito con fecha 7 de octubre de 2002.

28.1.8.- Reestructuración de Crédito Gas Sur S.A. con BCI y BancoEstado de Chile.

En virtud de la reestructuración de créditos suscrita por Gas Sur S.A. con fecha 22 de 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 BancoEstado de Chile por la suma de UF 1.250.000, aquél se obligó a ciertas obligaciones de hacer y no hacer, como asimismo al mantenimiento a una relación de deuda/patrimonio individual y consolidado no superior a 2,3. La parte del crédito asumida con el Banco de Crédito e Inversiones por UF 500.000 cuenta con el aval de Gasco S.A.

28.1.9.- Préstamo Financiamiento de Gas Sur S.A. con Banco del Estado de Chile

La Sociedad Gas Sur S.A. suscribió un Convenio de Préstamo de Financiamiento para la adquisición de una turbina para generación eléctrica mediante escritura pública de fecha 27 de septiembre de 2007, otorgada ante el notario don Félix Jara Cadot, con el Banco del Estado de Chile hasta por el equivalente a la cantidad de US\$ 12.000.000.-, a tasa de interés variable, a 7 años plazo y que se documentará mediante Pagarés. Gasco S.A. se compromete a no bajar su participación accionaria en Gas Sur S.A. durante toda la vigencia del contrato, a menos del 51%. La deudora no podrá exceder su relación deuda/patrimonio individual y consolidado o leverage individual y consolidado, en 2,3 veces.

Metrogas S.A.

28.1.10.-Con fecha 12 de mayo de 2009 Metrogas S.A. ha solicitado (Applicant) y otorgar una carta de crédito "Stand By" a través del Banco del Estado de Chile la cual es avisada y pagada por Banco Estado New York Branch (Advising and paying bank) por un total de hasta US\$ 6.347.422,22 (M\$ 3.375.305,24 pesos chilenos) a beneficio de BG LNGTRADING, LLC (Beneficiary), con vencimiento al 31 de julio de 2009, dicha carta de crédito garantiza el pago de gas según contrato flexible LNG Sale and Purchase Agreement de fecha 31 de mayo de 2007.

29.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 31 de diciembre de 2008.

Ciudad	30-06-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	16	44	16	76	74
Sociedad de Computación Binaria S.A.	4	179	26	209	196
Comercial y Logística General S.A.	10	31	47	88	75
CGE Argentina S.A.	30	247	2	279	279
CGE Distribución S.A.	23	291	494	808	800
CGE Generación S.A.	4	17	4	25	25
CGE Magallanes S.A.	14	79	82	175	144
CGE Transmisión S.A.	15	148	27	190	188
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	24	229	147	400	393
Empresas Emel S.A.	21	778	0	799	830
Gasco S.A.	68	1.001	829	1.898	1.898
Inmobiliaria General S.A.	5	3	5	13	13
Novanet S.A.	5	29	122	156	177
Tecnet S.A.	8	56	720	784	732
Transformadores Tusan S.A.	10	107	186	303	306
Total	257	3.239	2.707	6.203	6.130

Ciudad	31-12-2008				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	16	31	13	60	55
Sociedad de Computación Binaria S.A.	22	135	26	183	183
Comercial y Logística General S.A.	10	31	47	88	75
CGE Argentina S.A.	28	245	9	282	283
CGE Distribución S.A.	21	276	484	781	774
CGE Generación S.A.	3	11	4	18	15
CGE Magallanes S.A.	14	79	84	177	146
CGE Transmisión S.A.	14	141	26	181	177
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	20	277	91	388	351
Empresas Emel S.A.	25	844	0	869	867
Gasco S.A.	67	973	826	1.866	1.898
Inmobiliaria General S.A.	4	3	5	12	12
Novanet S.A.	3	22	116	141	151
Tecnet S.A.	7	37	633	677	628
Transformadores Tusan S.A.	10	104	190	304	287
Total	264	3.209	2.554	6.027	5.902

30.- 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 filial Edelmag S.A., participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones del medio ambiente. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, estudios de impacto medioambiental. Conafe S.A., ha suscrito acuerdos cuya tendencia se encaminan a la protección de las condiciones ambientales, recientemente suscribió un "Acuerdo Voluntario" para el control de la contaminación atmosférica y el desarrollo de un plan de emergencias y de protección civil en el sector industrial El Salto de Viña del Mar.

CGE Transmisión S.A. y Transemel S.A., acorde con las políticas medioambientales no presentan reparos frente a sus instalaciones. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión y cumpliendo con la legislación vigente, se han iniciado los estudios tendientes a confeccionar los documentos denominados Declaración de Impacto Ambiental o Estudio de Impacto Ambiental de Subestaciones de Transformación de Energía Eléctrica. Dichos documentos son preparados y presentados para su aprobación por la CONAMA Regional de acuerdo a la Ley Nº 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente y su correspondiente reglamento.

Gasco S.A., por la naturaleza de su industria, no se ve afectada en el cumplimiento de las ordenanzas o leyes relativas a la protección del medio ambiente. Por otro lado, esta filial se encuentra realizando importantes esfuerzos técnicos y comunicacionales con el objeto de hacer realidad en Chile el uso de gas licuado vehicular, combustible alternativo utilizado con éxito en unos 6 millones de vehículos en más de 40 países. Su uso como combustible vehicular 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.

31.- HECHOS POSTERIORES

Con fecha 3 de julio de 2009 CGE Generación S.A., subsidiaria de CGE S.A., tomo control efectivo de Iberoameroamericana de Energía Ibener S.A. (Ibener S.A.) con la adquisición de los títulos por 14.353.994 acciones equivalentes al 94,73676% del capital por MUS\$ 281.550. En esta misma fecha CGE Magallanes S.A., subsidiaria de CGE S.A. adquirió 1 acción, representativa del 0,00001% de Ibener S.A. Con fecha 9 de julio de 2009 CGE Generación S.A. adquirió 797.457 acciones adicionales de Ibener S.A., equivalentes al 5,26324% por MUS\$ 12.000. Con estas adquisiciones CGE Generación S.A. controla el 99,99999% de Ibener S.A. y el Grupo CGE pasa a controlar el 100% de Ibener S.A.

32.- TRANSICION A LAS NIIF.

32.1. Bases de la transición a las NIIF.

32.1.1.- Aplicación de NIIF 1.

Los estados financieros consolidados del Grupo CGE. por el periodo terminado el 31 de marzo de 2009 fueron los primeros estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). El Grupo CGE ha aplicado NIIF 1 al preparar sus estados financieros consolidados.

La fecha de transición del Grupo CGE es el 1 de enero de 2008. La Sociedad ha preparado su estado de situación financiera de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción del Grupo CGE de las NIIF por la Sociedad es el 1 de enero de 2009.

De acuerdo a NIIF 1, para elaborar los estados financieros consolidados antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF, las cuales se detallan a continuación.

32.2 Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por el Grupo CGE.

32.2.1.- Combinaciones de negocio.

El Grupo CGE ha aplicado la exención recogida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocios y sólo ha reexpresado las combinaciones de negocios efectuadas a partir del 1 de enero de 2007. En consecuencia, las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a dicha fecha no han sido reestructuradas.

32.2.2.- Valor razonable o revalorización como costo atribuido.

El Grupo CGE ha elegido medir los ítems de propiedades, planta y equipo a la fecha de transición a su costo depreciado, revaluado de acuerdo a los PCGA previos (Principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile). A partir de ese momento, el Grupo CGE adopta la política descrita en Nota N° 2.7.-, retasando los ítems relevantes de sus propiedades, plantas y equipos, mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

32.2.3.- Beneficios al personal.

El Grupo CGE ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas al 1 de enero de 2008 contra los resultados acumulados.

32.2.4.- Reserva de conversión.

El Grupo CGE ha elegido valorar a cero la reserva de conversión surgida con anterioridad al 1 de enero de 2008, provenientes del Boletín Técnico N° 64 emitido por el Colegio de Contadores de Chile A.G. Esta exención se ha aplicado a todas las sociedades dependientes (subsidiarias y asociadas) de acuerdo con lo estipulado en la NIIF 1.

32.2.5.- Instrumentos financieros compuestos.

El Grupo CGE no ha emitido ningún instrumento financiero compuesto, por lo que esta exención no es aplicable.

32.2.6.- Fecha de transición de subsidiarias, asociadas y entidades controladas conjuntamente, filiales y coligadas con distinta fecha de transición.

Esta exención no es aplicable debido a que tanto la Sociedad matriz como sus afiliadas adoptarán las NIIF por primera vez en la misma fecha (1 de enero de 2009).

32.2.7.- Reexpresión de comparativos respecto de NIC 32 y NIC 39.

Esta exención no es aplicable.

32.2.8.- Pagos basados en acciones.

Esta exención no es aplicable al Grupo CGE.

32.2.9.- Contratos de seguros

Esta exención no es aplicable al Grupo CGE.

32.2.10.-Pasivos por restauración o por desmantelamiento.

EL Grupo CGE no ha detectado a 1 de enero de 2008 ningún activo u operación por el que pudiera incurrir en costos por desmantelamiento o similares, por lo cual no se aplica esta exención.

32.2.11.-Valorización inicial de activos y pasivos financieros por su valor razonable.

El Grupo CGE no ha aplicado la exención contemplada en la NIC 39 revisada, respecto del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados de instrumentos financieros para los que no existe un mercado activo. Por lo tanto esta exención no es aplicable.

32.2.12.-Concesiones de servicios.

El Grupo CGE ha aplicado la exención prevista a sus inversiones en la República Argentina, asignando el valor de los activos de largo plazo al activo intangible y el activo financiero vinculados con la concesión.

32.2.13.-Información comparativa para negocios de exploración y evaluación de recursos minerales.

Esta exención no es aplicable.

32.2.14.- Arrendamientos.

El Grupo CGE ha decidido utilizar la exención provista en la NIIF 1 y por lo tanto ha considerado los hechos y circunstancias evidentes a la fecha de transición a los efectos de determinar la existencia de arrendos implícitos en sus contratos y acuerdos.

32.3.- A continuación se presenta la conciliación Patrimonio Neto a la fecha de Transición, entre los PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Controladora	Minoritario	Total
	M\$	M\$	M\$
Patrimonio Neto al 01/01/08, PCGA chilenos	657.708.364	298.021.277	955.729.641
Valor actual cuentas por cobrar	1.114.320	(110.359)	1.003.961
Valor actual deudores varios	222.601	4.671	227.272
Deterioro cuentas por cobrar	(3.535.901)	(68.135)	(3.604.036)
Provisión avance técnico	346.987	38.065	385.052
Gastos diferidos	3.968.835	(64.361)	3.904.474
Existencias valorización y otros	(96.892)	(2.876)	(99.768)
Existencias deterioro	(996.872)	(580.740)	(1.577.612)
Revaluaciones del activo fijo	250.509.727	108.796.390	359.306.117
Activo fijo en leasing	(59.140)	(6)	(59.146)
Intangibles	62.248.008	1.339.240	63.587.248
Menor Valor de Inversiones	0	0	0
Tasa efectiva obligaciones	(717.908)	(54.052)	(771.960)
Contratos onerosos	(18.291.428)	(18.321.471)	(36.612.899)
Provisión valor actuarial	(13.961.548)	(1.485.825)	(15.447.373)
Provisiones	(2.015.181)	(1.924)	(2.017.105)
Reconocimiento de ingresos	3.719.632	2.891.855	6.611.487
Corrección monetaria	0	0	0
Impuestos diferidos	(13.425.528)	(16.077.115)	(29.502.643)
Ajuste de inversiones en Argentina	(76.283.758)	(32.840.207)	(109.123.965)
Otros ajustes IFRS	(22.173.483)	1.684.376	(20.489.107)
Cambio de metodología consolidado FV Emel	0	3.771.625	3.771.625
Deterioro de inversión en Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	(7.511.811)	0	(7.511.811)
Efecto de la transición a las NIIF	163.060.660	48.919.151	211.979.811
Patrimonio Neto al 01/01/08, NIIF	820.769.024	346.940.428	1.167.709.452

32.4.- A continuación se presenta la conciliación Patrimonio Neto y Resultado a la fecha de los últimos estados financieros anuales preparados bajo PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Controladora	Minoritario	Total
	M\$	M\$	M\$
Patrimonio Neto al 31/12/08, PCGA chilenos	782.491.593	319.359.354	1.101.850.947
Valor actual cuentas por cobrar	598.132	(108.276)	489.856
Valor actual deudores varios	(4.902)	4.625	(277)
Deterioro cuentas por cobrar	(5.517.106)	(110.576)	(5.627.682)
Provisión avance técnico	421.015	(9.998)	411.017
Gastos diferidos	4.011.870	55.443	4.067.313
Existencias valorización y otros	(116.600)	(315)	(116.915)
Existencias deterioro	(782.720)	(796.336)	(1.579.056)
Revaluaciones del activo fijo	349.718.861	127.625.093	477.343.954
Activo fijo en leasing	(360.872)	(26)	(360.898)
Intangibles	66.748.507	1.418.434	68.166.941
Menor Valor de Inversiones	9.471.976	393.623	9.865.599
Tasa efectiva obligaciones	(20.787)	92.339	71.552
Contratos onerosos	(13.081.548)	(21.326.499)	(34.408.047)
Provisión valor actuarial	(14.372.756)	(1.621.264)	(15.994.020)
Provisiones	(3.565.233)	(22.364)	(3.587.597)
Reconocimiento de ingresos	3.471.623	2.628.385	6.100.008
Corrección monetaria	(182.320.561)	(20.711.535)	(203.032.096)
Impuestos diferidos	2.280.133	(25.672.328)	(23.392.195)
Ajuste de inversiones en Argentina	(88.790.759)	(33.353.415)	(122.144.174)
Otros ajustes IFRS	(29.910.713)	7.111.609	(22.799.104)
Cambio de metodología consolidado FV Emel	0	3.771.625	3.771.625
Deterioro de inversión en Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	(7.511.811)	0	(7.511.811)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	90.365.749	39.368.244	129.733.993
Patrimonio Neto al 31/12/08, NIIF	872.857.342	358.727.598	1.231.584.940

CONCILIACION	Efectos sobre el resultado de:		
	Controladora	Minoritario	Total
	M\$	M\$	M\$
Resultado al 31/12/08, PCGA chilenos	106.634.552	6.225.892	112.860.444
Valor actual cuentas por cobrar	(516.188)	2.083	(514.105)
Valor actual deudores varios	(227.503)	(46)	(227.549)
Deterioro cuentas por cobrar	(1.981.205)	(42.441)	(2.023.646)
Provisión avance técnico	74.027	(48.063)	25.964
Gastos diferidos	43.035	119.804	162.839
Existencias valorización y otros	(19.708)	2.561	(17.147)
Existencias deterioro	214.151	(215.596)	(1.445)
Revaluaciones del activo fijo	0	0	0
Activo fijo en leasing	(301.733)	(20)	(301.753)
Intangibles	4.500.499	79.194	4.579.693
Menor Valor de Inversiones	9.471.976	393.623	9.865.599
Tasa efectiva obligaciones	697.121	146.391	843.512
Contratos onerosos	5.209.880	(3.005.028)	2.204.852
Provisión valor actuarial	(411.207)	(135.439)	(546.646)
Provisiones	(1.550.053)	(20.440)	(1.570.493)
Reconocimiento de ingresos	(248.009)	(263.470)	(511.479)
Corrección monetaria	(126.169.024)	(20.711.535)	(146.880.559)
Impuestos diferidos	15.705.661	(9.595.213)	6.110.448
Ajuste de inversiones en Argentina	(12.507.001)	(513.208)	(13.020.209)
Otros ajustes IFRS	6.075.344	5.426.565	11.501.909
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	(101.939.937)	(28.380.278)	(130.320.215)
Resultado al 31/12/08, NIIF	4.694.615	(22.154.386)	(17.459.771)

32.5.- A continuación se presenta la conciliación del Patrimonio Neto y Resultado según PCGA chilenos al 30 de junio de 2008:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Controladora	Minoritario	Total
	M\$	M\$	M\$
Patrimonio Neto al 30/06/08, PCGA chilenos	701.053.523	310.405.054	1.011.458.577
Valor actual cuentas por cobrar	(54.432)	(121.653)	(176.085)
Valor actual deudores varios	455.000	(2.986)	452.014
Deterioro cuentas por cobrar	(4.681.005)	(159.735)	(4.840.740)
Provisión avance técnico	388.995	26.637	415.632
Gastos diferidos	4.235.000	228.618	4.463.618
Existencias valorización y otros	1.477.486	31.260	1.508.746
Existencias deterioro	(548.712)	(588.239)	(1.136.951)
Revaluaciones del activo fijo	245.524.004	110.839.010	356.363.014
Activo fijo en leasing	(328.776)	(16)	(328.792)
Intangibles	62.054.951	42.085	62.097.036
Menor Valor de Inversiones	10.746.808	250.072	10.996.880
Tasa efectiva obligaciones	(148.274)	32.352	(115.922)
Contratos onerosos	(19.079.695)	(23.632.127)	(42.711.822)
Provisión valor actuarial	(15.515.744)	(1.633.068)	(17.148.812)
Provisiones	(194.401)	(76.402)	(270.803)
Reconocimiento de ingresos	3.438.873	2.662.990	6.101.863
Corrección monetaria	(63.913.979)	(19.902.365)	(83.816.344)
Impuestos diferidos	(17.860.590)	(14.170.423)	(32.031.013)
Ajuste de inversiones en Argentina	(80.356.633)	(33.199.412)	(113.556.045)
Otros ajustes IFRS	(9.073.326)	8.510.405	(562.921)
Cambio de metodología consolidado FV Emel	0	3.771.625	3.771.625
Deterioro de inversión en Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	(7.511.811)	0	(7.511.811)
Efecto de la transición a las NIIF al 30/06/08	109.053.739	32.908.628	141.962.367
Patrimonio Neto al 30/06/08, NIIF	810.107.262	343.313.682	1.153.420.944

CONCILIACION	Efectos sobre el resultado de:		
	Controladora	Minoritario	Total
	M\$	M\$	M\$
Resultado al 30/06/08, PCGA chilenos	50.025.972	11.604.898	61.630.870
Valor actual cuentas por cobrar	(1.168.752)	(11.294)	(1.180.046)
Valor actual deudores varios	232.399	(7.657)	224.742
Deterioro cuentas por cobrar	(1.145.104)	(91.600)	(1.236.704)
Provisión avance técnico	42.008	(11.428)	30.580
Gastos diferidos	266.165	292.979	559.144
Existencias valorización y otros	1.574.378	34.136	1.608.514
Existencias deterioro	448.160	(7.499)	440.661
Revaluaciones del activo fijo	0	0	0
Activo fijo en leasing	(269.636)	(10)	(269.646)
Intangibles	(193.057)	(1.297.155)	(1.490.212)
Menor Valor de Inversiones	16.318.338	250.072	16.568.410
Tasa efectiva obligaciones	569.634	86.404	656.038
Contratos onerosos	(788.267)	(5.310.656)	(6.098.923)
Provisión valor actuarial	(1.554.196)	(147.243)	(1.701.439)
Provisiones	1.820.780	(74.478)	1.746.302
Reconocimiento de ingresos	(280.759)	(228.865)	(509.624)
Corrección monetaria	(43.255.646)	(19.902.365)	(63.158.011)
Impuestos diferidos	(4.435.062)	1.906.692	(2.528.370)
Ajuste de inversiones en Argentina	(4.072.875)	(359.205)	(4.432.080)
Otros ajustes IFRS	9.684.367	10.195.311	19.879.678
Efecto de la transición a las NIIF al 30/06/08	(26.207.125)	(14.683.861)	(40.890.986)
Resultado al 30/06/08, NIIF	23.818.847	(3.078.963)	20.739.884

32.6. Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.

32.6.1.- Interés minoritario.

Los Principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile aplicados en la preparación de los estados financieros previos (en adelante “PCGA CL”), reconocían la participación de accionistas minoritarios en el patrimonio de las filiales como una cuenta separada entre el pasivo y el patrimonio neto de los estados financieros consolidados de la Sociedad. Asimismo, el estado de resultados consolidado del ejercicio bajo PCGA CL, excluía mediante una línea específica la participación de los minoritarios en los resultados de las filiales.

Bajo NIIF los accionistas minoritarios constituyen parte del conglomerado económico o Grupo y, por lo tanto, sus participaciones se consideran formando parte del Estado de cambios en el patrimonio neto y del Estado de resultados integrales.

32.6.2.- Valoración de Cuentas por cobrar.

Bajo PCGA CL el Grupo CGE determinaba la provisión de riesgo de incobrabilidad en base a estimaciones basadas en el estado de vencimiento de los créditos. De acuerdo con NIC 39, el Grupo ha desarrollado modelos para determinar el flujo probable de cobrabilidad de cada crédito, no sólo en base al estado de vencimientos, sino también a las características de los deudores, el comportamiento histórico y las evidencias objetivas de deterioro en las condiciones del deudor.

32.6.3.- Construcción de obras de terceros.

De acuerdo con PCGA CL, los contratos de construcción podían reconocerse en base al método de grado de avance o por obra concluida. Las NIIF prevén que los ingresos y costos vinculados con dichas obras sean reconocidos en el resultado de acuerdo con el grado de avance real verificado a la fecha de cierre del período (NIC 11 y NIC 18). En consecuencia, el Grupo CGE ha recalculado los activos y pasivos correspondientes a los contratos de construcción de obras para terceros a la fecha de transición.

32.6.4.- Tasación de Propiedad, planta y equipos.

Los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile establecen la valorización de los activos fijos al costo de adquisición corregido monetariamente menos las depreciaciones acumuladas y deterioros realizados, no permiténdose las tasaciones de activo fijo (por única vez y en forma extraordinaria fueron autorizadas de acuerdo a las Circulares N° 550 y N° 566 del año 1985 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

El Grupo CGE decidió aplicar la política contable descrita en Nota N° 2.7, que permite que, de acuerdo con NIC 16, los activos pueden ser valorizados a su valor justo menos depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro.

32.6.5.- Mayor valor de inversiones.

De acuerdo con lo establecido en el Boletín Técnico 72, el exceso de activos netos respecto del precio pagado en una combinación de negocios se abona a una cuenta de pasivo, la cual es llevada a resultados en el plazo estimado de recupero de la inversión.

Bajo NIIF 3, este concepto es abonado directamente a resultados, por lo que los saldos de Mayores valores de inversión fueron imputados a los resultados acumulados a la fecha de transición

32.6.6.- Menor valor de inversiones o plusvalía comprada.

Los saldos de menor valor de inversiones, originados con anterioridad al 1 de enero de 2004 eran determinados de acuerdo a lo estipulado en la Circular N° 368 y Oficio Circular N° 150 de 31 de enero de 2003 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los cuales se amortizaban en forma lineal considerando entre otros aspectos, la naturaleza y característica de cada inversión, vida predecible del negocio y retorno de la inversión, el que no excedía de 20 años. Los saldos de menor valor originados con posterioridad del 1 de enero de 2004 se determinaban de acuerdo al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y amortizaban de la misma manera que los anteriores.

Bajo NIIF 3, el menor valor, plusvalía comprada o goodwill se valora inicialmente al costo, siendo éste el exceso del costo de la combinación de negocios sobre la participación de la adquirente en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes. El menor valor no se amortiza, sino que debe ser sometido a una prueba de deterioro de valor al menos una vez al año. De acuerdo con lo previsto por la NIIF 1, se ha suspendido la amortización y la corrección monetaria de estas cuentas a la fecha de transición, reversándose en consecuencia los efectos en resultados del ejercicio 2008.

32.6.7.- Juicios, contratos onerosos y otros pasivos contingentes.

De acuerdo con PCGA CL, el Grupo CGE reconocía los pasivos derivados de sus obligaciones legales y contractuales y efectuaba estimaciones de las contingencias probables con cargo a los resultados del ejercicio en el cual se producían.

Producto de la aplicación de la NIC 37, se reevaluaron ciertas contingencias y contratos onerosos, reestimando las obligaciones a base de dichos preceptos.

32.6.8.- Beneficios post-empleo y premios por antigüedad.

Tal como se describe en Nota N° 2.21, el Grupo CGE ha otorgado a ciertos empleados beneficios consistentes en el pago de una indemnización por años de servicio (garantizada para ciertos eventos), como así también premios por antigüedad.

Dichos beneficios eran contabilizados bajo PCGA CL a valor presente, en base al método del costo devengado del beneficio. Bajo NIIF, las obligaciones derivadas se valorizan mediante métodos actuariales (unidad de crédito proyectada). Adicionalmente, el Grupo CGE ha elegido utilizar la exención que permite reconocer contra los resultados retenidos, la totalidad de las pérdidas y ganancias actuariales a la fecha de transición, aplicando a partir de dicha fecha el criterio de la banda de fluctuación o corredor.

32.6.9.- Corrección monetaria.

Los PCGA CL contemplan la aplicación del mecanismo de corrección monetaria a fin de expresar los estados financieros en moneda homogénea de la fecha de cierre del período, ajustando los efectos de la inflación correspondientes. La NIC 29 (“Información financiera en economías hiperinflacionarias”) prevé que dicho mecanismo se aplique sólo

en aquellos casos en los cuales la entidad se encuentra sujeta a un contexto económico hiperinflacionario. Por lo tanto, dado que ninguno de los países donde el Grupo CGE opera califica como tal, se han eliminado los efectos de la corrección monetaria incluida en los estados financieros.

32.6.10.-Impuestos diferidos.

Tal como se describe en la Nota N° 2.20, bajo NIIF deben registrarse los efectos de impuestos diferidos por todas las diferencias temporales existentes entre el balance tributario y financiero, a base del método del pasivo.

Si bien el método establecido en la NIC 12 es similar al de PCGA CL, corresponde realizar los siguientes ajustes a NIIF: i) la eliminación de las “cuentas complementarias de impuesto diferido” en las cuales se difirieron los efectos sobre el patrimonio de la aplicación inicial del Boletín Técnico N° 60 del Colegio de Contadores de Chile AG (BT 60), amortizándose con cargo/abono a resultados, en el plazo previsto de reverso de la diferencia (o consumo de la pérdida tributaria relacionada); ii) la determinación del impuesto diferido sobre partidas no afectas al cálculo bajo el BT 60 (diferencias permanentes), pero que califican como diferencias temporarias bajo NIIF; y iii) el cálculo del efecto tributario de los ajustes de transición a NIIF.

32.6.11.-Dividendo mínimo.

De acuerdo con PCGA CL, los dividendos son registrados en los estados financieros de la Sociedad al momento de su pago.

La Ley N° 18.046 de Sociedades Comerciales establece en su artículo N° 79 que las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir como dividendos a sus accionistas, al menos el 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, a menos que la Junta de Accionistas disponga por unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto lo contrario. Dicha norma resulta aplicable también a sociedades anónimas cerradas en ausencia de disposición en contrario contenida en sus estatutos.

Por otra parte, la Junta de Accionistas de cada año establece una política explícita de distribución de dividendos que para los ejercicios cerrados hasta el 31 de diciembre de 2008 requería el reparto de al menos el 50% de las utilidades líquidas.

Dada la remota posibilidad de que exista la unanimidad de acuerdo expresada en el primer párrafo y la expectativa válida de reparto explicada en el segundo párrafo, se configura de acuerdo con los preceptos de la NIC 37, una obligación legal y asumida, respectivamente, que requiere la contabilización bajo NIIF de un pasivo al cierre de cada período o ejercicio (devengo del dividendo neto de los dividendos provisorios pagados).

32.6.12.-Ajuste de inversiones en Argentina.

Tal como se detalla en Nota N° 2.4, el Grupo CGE posee inversiones permanentes (subsidiarias y asociadas) en Argentina, dedicadas al negocio de distribución de electricidad y gas.

Bajo PCGA CL, dichas inversiones eran controladas en dólares estadounidenses y convertidas a Pesos chilenos de acuerdo con lo dispuesto en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile. De acuerdo con lo dispuesto por la NIC 21, los estados

financieros de cada entidad son preparados en base a su moneda funcional, representativa del entorno económico que influencia de manera determinante las operaciones de la sociedad (Peso argentino), y convertidos a Pesos chilenos de acuerdo con lo detallado en Nota N° 2.5. Ello implicó remedir los activos y pasivos no monetarios en Pesos argentinos históricos como paso previo a la aplicación de los demás ajustes a NIIF (antes medidos en dólares históricos).

Por otra parte, el Grupo CGE aplicó a sus inversiones en Argentina lo dispuesto en la interpretación CINIIF 12 (“Acuerdos de concesión de servicios”), en virtud de que el régimen bajo el cual operan las compañías en dicho país califica bajo el concepto de concesión de servicio público definido en la CINIIF 12. En consecuencia, a la fecha de transición los activos de largo plazo que conforman la concesión y que serán revertidos al estado a su término, fueron reasignados a las cuentas de activo intangible y activo financiero por cobrar por concesión, según las características propias de cada contrato.

32.6.13.-Deterioro de inversión en Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

Tal como se detalla en Nota N° 7, el Grupo CGE a través de su subsidiaria CGE Generación S.A. posee acciones equivalentes al 10% de participación en el patrimonio de dicha sociedad. Bajo PCGA la Sociedad, valorizaba dicha inversión, a su costo corregido monetariamente, presentándose en el rubro inversiones en otras sociedades. Bajo NIIF esta participación ha sido clasificada como un instrumento financiero disponible para la venta. Luego valorándose a su valor razonable tal como se describe en Nota 2.12.4.

Según se indica en Nota N°7, el valor de la inversión ha sido deteriorado, y se encuentra valorizado en \$ 1.