ANALISIS RAZONADO
Por el período de seis meses terminado
al 30 de junio de 2009

Razón Social: CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
Rut: 99.513.400-4

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período de seis meses terminado al 30 de junio de 2009, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros intermedios de acuerdo a NIIF, emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB") y NIFCH emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

La fecha de transición de la Sociedad es el 1 de enero de 2008, por lo tanto CGE Distribución S.A. ha reexpresado sus estados financieros de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción es el 1° de enero de 2009.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 30 de junio de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, en cambio el Estado de Resultados Integrales al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los períodos terminados al 30 de junio de 2009 y 2008.

1.- Análisis de las áreas de negocios:

CGE Distribución es una empresa de servicio público que distribuye y comercializa energía eléctrica. Al 30 de Junio 2009, distribuye energía eléctrica directamente a 1.262.841 clientes, abarcando parte de la Región Metropolitana y las Regiones del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio Bio y de la Araucanía.

2.- Análisis del Estado de Resultados

2.1.- Estado de Resultados

(Cifras en millones de pesos)

	1S 09	1S 08	Var.	Var. %
Venta de Energía	315.403	290.429	24.974	8,6%
Compra de Energía	-252.650	-230.920	-21.730	9,4%
Peajes	-17.550	-16.892	-658	3,9%
Margen Distribución	**45.203**	**42.617**	**2.586**	**6,1%**
Ingresos Servicios Complementarios	23.447	20.862	2.585	12,4%
Costos Servicios Complementarios	-8.338	-9.099	761	-8,4%
Margen de Servicios Complementarios	**15.109**	**11.763**	**3.346**	**28,4%**
Margen Bruto	**60.312**	**54.380**	**5.932**	**10,9%**
Costos Administración y O&M	-26.115	-22.853	-3.262	14,3%
Ebitda	**34.196**	**31.526**	**2.670**	**8,5%**
Depreciación	-6.247	-5.552	-696	12,5%
Resultado Operacional	**27.949**	**25.975**	**1.974**	**7,6%**
Ingresos Financieros	2.659	1.657	1.003	60,5%
Gastos Financieros	-4.532	-3.792	-740	19,5%
Otros Ingresos y Egresos	3.132	-1.507	4.639	-307,8%
Resultado por Unidades de Reajuste	4.309	-4.475	8.784	-196,3%
Resultado Antes de Impuestos	**33.518**	**17.858**	**15.660**	**87,7%**
Impuesto a la Renta	-5.740	-2.365	-3.375	142,7%
Ganancia del Periodo	**27.778**	**15.493**	**12.285**	**79,3%**

2.2.- Análisis de Resultados

La ganancia del periodo aumentó en 79,3% explicado por un mayor margen distribución y de servicios complementarios, existe también un efecto favorable por el resultado de unidades de reajuste y por otros ingresos y otros egresos.

El mayor margen de distribución de un 6,1% se explica por un mayor crecimiento físico del rubro residencial de 3,6%, compensado en parte por menor venta destinada al rubro industrial de 8.9%, destaca también el mejor resultado del sector no regulado y las inversiones focalizadas en disminución de pérdidas de energía, los efectos positivos

mencionados son compensados parcialmente por el menor margen generado por la entrada del decreto de subtransmisión y el decreto de fijación del valor agregado de distribución.

El margen de servicios complementarios aumenta principalmente debido al alza en el pago fuera de plazo, impactado por el alza del precio nudo con respecto al año anterior.

Los costos administrativos y O&M aumentan principalmente debido al aumento de precios experimentado durante el 2008, y en el aumento de los gastos en control de pérdidas.

En otros ingresos y egresos no operacionales se refleja una variación positiva debido a los mayores ingresos y menores egresos durante el primer semestre 2009.

El efecto del resultado por unidades de reajuste se debe a la variación negativa de la UF con respecto al aumento del primer semestre 2008 (-2.4% vs 3.2%) y su efecto en las deudas bancarias y bonos bajo esta moneda.

2.3.- Principales Indicadores

A continuación se presentan los principales indicadores físicos y financieros.

	Unidad	1S 09	1S 08	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	1.262.841	1.233.289	29.552	2,4%
Ventas físicas de energía	GWh	3.270	3.288	-18	-0,5%
Ventas monetarias de energía	MM$	315.403	290.429	24.974	8,6%
Compras monetarias de energía y peajes	MM$	270.200	247.812	22.388	9,0%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM$	44.297	27.201	17.096	62,8%
Cobertura de gastos financieros	Veces	8,40	5,71	2,69	47,0%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,14	1,14	0,00	0,1%
Utilidad por acción	$	236,1	131,7	104,4	79,3%

3.- Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1.- Activos

(Cifras en millones de pesos)

	Jun. 09	Dic. 08	Ene. 08
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.653	5.600	6.312
Activos Financieros a Valor Razonable	0	5.580	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	121.352	118.956	87.189
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	873	393	403
Inventarios	6.180	2.222	1.331
Pagos Anticipados	65	0	10
Cuentas por cobrar por Impuestos	2.232	4.057	2.146
Total Activos Corrientes	**135.356**	**136.808**	**97.393**
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	10.079	8.657	5.312
Activos Intangibles, Neto	104.877	104.886	104.875
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	288.575	284.134	261.411
Activos por Impuestos Diferidos	0	758	997
Total Activos No Corrientes	**403.531**	**398.434**	**372.596**
TOTAL ACTIVOS	**538.886**	**535.242**	**469.989**

3.2.- Análisis Activos

Al 30 de Junio de 2009 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de $ 3.644 millones respecto del 31 de Diciembre de 2008, de los cuales se debe distinguir:

- Aumento en Deudores Comerciales por $ 2.397 millones producto de un aumento de la utilización de plazos de pago por parte de los clientes generado en parte por el alza del precios de nudo verificados durante el año 2008.

- Aumento en Inventarios por $ 3.958 millones producto del traspaso de los inventarios que mantenía la empresa relacionada Comercial y Logística General S.A.

- Disminución del Activo Financiero a valor razonable por $ 5.580 millones, correspondiente a la disminución del valor de mercado de la cobertura Cross Currency Swap.

- Aumento neto de Propiedad, Planta y Equipos de la Sociedad por $ 4.441 millones, producto de las inversiones por $ 11.918 millones, necesarias para cumplir los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad de servicio

exigida por la autoridad y , descontadas las depreciaciones por $ 6.247 millones y las bajas de activo fijo por $ 1.229 millones.

3.3.- Pasivos y Patrimonio Neto

(Cifras en millones de pesos)

	Jun. 09	Dic. 08	Ene. 08
Préstamos que Devengan Intereses	19.367	22.185	4.751
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	55.005	65.736	47.688
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	34.949	21.789	21.054
Provisiones	6.340	6.851	7.774
Pasivos de Cobertura, Corriente	364	0	0
Ingresos Diferidos	813	1.429	2.701
Pasivos Acumulados (o Devengados)	1.669	1.788	0
Total Pasivos Corrientes	**118.507**	**119.778**	**83.968**
Préstamos que Devengan Intereses,	154.043	159.292	135.169
Pasivos por Impuestos Diferidos	1.225	0	0
Ingresos Diferidos	106	150	161
Obligación por Beneficios Post Empleo y Otros	15.276	15.357	14.389
Total Pasivos No Corrientes	**170.650**	**174.800**	**149.718**
TOTAL PASIVOS	**289.157**	**294.578**	**233.686**
Capital Emitido	160.272	160.272	147.174
Otras Reservas	73.054	72.503	78.030
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	16.404	7.889	11.099
Total Patrimonio Neto	**249.730**	**240.664**	**236.303**
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO	**538.886**	**535.242**	**469.989**

3.4.- Análisis Pasivos y Patrimonio Neto

Al 30 de Junio de 2009 los Pasivos Totales y Patrimonio Neto aumentaron en $ 3.645 millones respecto al 31 de Diciembre de 2008, es decir 0,7 %, lo cual es explicado principalmente por:

- Aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas por $ 13.159 millones, producto del traspaso de inventarios con la empresa relacionada Comercial y Logística General S.A., no exigibles al cierre.

- Disminución de los Acreedores Comerciales por $ 10.731 millones generado por mayores cuentas por pagar a proveedores al 31 de diciembre del 2008.

- Disminución de los Préstamos que Devengan Intereses corrientes por $ 2.818 millones, debido principalmente al pago de intereses y amortizaciones al 30 de Junio 2009.

- Los Pasivos No Corrientes disminuyen en $ 4.150 millones, producto de la disminución del valor de la deuda financiera por la baja en la UF y al traspaso de la porción de corto plazo de esta a los pasivos corrientes.

- Respecto del patrimonio, cabe señalar que éste aumentó en $ 9.065 millones respecto de 2008. Esta variación se explica principalmente por aumento en los resultados retenidos por $ 8.514 millones producto de los mejores resultados durante el año 2009.

3.5.- Principales Indicadores

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

	Unidad	Jun. 09	Dic. 08	Ene. 08
Liquidez corriente	Veces	1,14	1,14	1,16
Razón ácida	Veces	1,09	1,12	1,14
Deuda / patrimonio	Veces	1,16	1,22	0,99
Deuda corto plazo / deuda total	%	40,98	40,66	35,93
Deuda Largo plazo / deuda total	%	59,02	59,34	64,07
Deuda bancaria / deuda total	%	33,64	34,41	27,03
Obligaciones con el público / deuda total	%	26,33	27,20	32,85
Rentabilidad del patrimonio	%	22,66	12,79	
Rendimiento de activos operacionales	%	14,29	15,30	

4.- Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1.- Estado de Flujos de Efectivo

(Cifras en millones de pesos)

	1S 09	1S 08	Var.	Var. %
Flujo neto por actividades de la operación	24.420	25.462	-1.042	-4,1%
Flujo neto por actividades de financiamiento	-10.981	-12.783	1.802	-14,1%
Flujo neto por actividades de inversión	-14.387	-14.531	145	-1,0%
Flujo neto total del ejercicio	**-947**	**-1.852**	**905**	**-48,9%**
Saldo inicial de efectivo	5.600	6.312	-712	-11,3%
Saldo final de efectivo	4.653	4.461	193	4,3%

4.1.- Análisis de Flujos de Efectivo

La Sociedad ha generado durante el ejercicio de 2009, un flujo neto negativo de $ 947 millones, superior en $ 905 millones con respecto al mismo semestre del año anterior, donde se obtuvo un flujo de $ -1.852 millones.

Las actividades de la operación generaron una variación neta negativa de $ 1.042 millones, producto fundamentalmente por un mayor pago a proveedores de $ 41.407 millones, en parte compensado por una mayor recaudación de deudores por venta y otros cobros por $ 40.743 millones, con ambos efectos generados fundamentalmente por el alza de los precios de la energía con respecto al ejercicio de 2008.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de $ 1.802 millones, originado principalmente por una deuda de $ 3.000 para financiar capital de trabajo.

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de $ 145 millones que se explica por el menor pago a proveedores en la incorporación de activos fijos en desmedro de la rebaja de existencias.

Considerando el saldo inicial de efectivo de $ 5.600 millones y el flujo neto negativo total del ejercicio 2009 de $ 947 millones, el saldo final de efectivo es de $ 4.653 millones.

5.- Política de Gestión de Riesgos

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

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

5.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía

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

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

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

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

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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

5.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad

CGE DISTRIBUCIÓN distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío y de la Araucanía y abastece a 1.262.841 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 3.270 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio de 2009.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, con excepción de aquellos asociados a su Zonal San Bernardo, la Sociedad cuenta con dos contratos vigentes de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún S.A. se mantiene un contrato que abarca la zona atendida por las Administraciones Curicó y Linares en la VII Región, el que estará vigente hasta el 30 de abril de 2010; y con la empresa Eléctrica Nacional de Electricidad S.A. se mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010, con el que la Sociedad abastece al resto de la zona señalada.

Los suministros regulados correspondientes a la Zonal San Bernardo están siendo suministrados, a partir de mayo de 2007, en conformidad a lo establecido en el artículo 27° transitorio del DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mientras que los clientes libres de esta Zonal han sido abastecidos a partir de nuevos contratos suscritos con la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Chilectra S.A. y Carbomet Energía S.A.

A contar del año 2010, la totalidad de los suministros para clientes sujetos a fijación de precios serán abastecidos mediante nuevos contratos con Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A. y Eléctrica Puntilla S.A.

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

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industria. 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.

Mercado de Generación

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

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

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 fue fuertemente condicionada por 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.

5.1.3.- Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, 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 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del

Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, 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% ± 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;

- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;

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

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

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

Precios de Servicios Asociados al Suministro

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

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

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

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual el 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.

5.2.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participa CGE DISTRIBUCIÓN dentro del sector eléctrico en Chile, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, 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.

5.2.1.- Clasificación de instrumentos financieros

El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría al 30 de junio de 2009 es el siguiente:

	30 de junio de 2009		
ACTIVOS	**Préstamos y cuentas por cobrar M$**	**Derivados de cobertura M$**	**Otros pasivos M$**
ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.653.245		
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	121.352.341		
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	872.820		
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	2.231.964		
Total Activos Financieros Corrientes	**129.110.370**	**0**	**0**
ACTIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES			
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	10.078.736		
Total Activos Financieros No Corrientes	**10.078.736**	**0**	**0**
TOTAL ACTIVOS FINANCIEROS	**139.189.106**	**0**	**0**

	30 de junio de 2009		
PASIVOS	**Préstamos y cuentas por cobrar M$**	**Derivados de cobertura M$**	**Otros pasivos M$**
PASIVOS FINANCIEROS CORRIENTES			
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente			19.367.000
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente			55.005.176
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente			34.948.723
Ingresos Diferidos, Corriente			812.717
Pasivos de Cobertura, Corriente		364.000	
Pasivos Acumulados (o Devengados),. Total			1.669.488
Total Pasivos Financieros Corrientes	**0**	**364.000**	**111.803.104**
PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES			
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes			154.042.941
Ingresos Diferidos, No Corriente			106.443
Total Pasivos Financieros No Corrientes	**0**	**0**	**154.149.384**
TOTAL PASIVOS FINANCIEROS	**0**	**364.000**	**265.952.488**

5.2.2.- Riesgo de tipo de cambio

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, matriz de CGE DISTRIBUCIÓN, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del presente semestre, la deuda financiera de CGE DISTRIBUCION alcanzó a MM$ 173.410; la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

No existen activos significativos que estén afectos a tipo de cambio.

	MM$	%
Deuda en pesos o UF	146.596	85%
Deuda en US$, pesificada mediante derivados	26.814	15%
Deuda en US$ u otra moneda extranjera		0%
Total Deuda Financiera	**173.410**	**100%**

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US$ 50 millones., sobre la que ha optado 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.

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. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron $643,87 y $529,07 respectivamente.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en los resultados de la Compañía debido a la variación del tipo de cambio, en el evento que no se hubiere aplicado una política de cobertura mediante la contratación del referido cross currency swap.

		Escenario		
		US$ cierre	Con US$ máx.	Con US$ min.
		531,76	643,87	529,07
	MMUS$	MM$	MM$	MM$
Al 31/12/08	50	31.823	31.823	31.823
Al 30/06/09	50	26.588	32.194	26.454
Utilidad (pérdida) por Diferencia cambio		**8.585**	-371	5.369

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Compañía podría haber oscilado entre una utilidad por diferencia de cambio de MM$ 8.585 o una pérdida de MM$ 371 para el semestre recién concluido.

Debido a la política de cobertura determinada por la matriz CGE, la deuda de US$ 50.000.000 se fijó, al momento de la contratación del Cross Currency Swap, en un valor de UF 1.248.757. 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 MM$ 649.

	UF	MM$
Al 31/12/08	1.248.757	26.789
Al 30/06/09	1.248.757	26.140
Resultado por unidad de reajuste		**649**

5.2.3 Riesgo de variación Unidad de Fomento

La Compañía mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en MM$ 1.734. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de MM$ 1.734 en el resultado.

5.2.4 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, CGE DISTRIBUCIÓN posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 79% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

	MM$	%
Deuda a tasa fija	110.757	64%
Deuda a tasa fija mediante derivados	26.814	15%
Deuda a tasa variable	35.839	21%
Total deuda financiera	**173.410**	**100%**

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del período bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de MM$ 179 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería MM$ 867 de mayor gasto.

5.2.5 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

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

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

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 11% del total. El 89% de la deuda se ha

estructurado a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios. El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

Perfil de vencimientos	MM$	%
Hasta 1 año	22.926	11%
De 1 a 3 años	57.370	27%
De 3 a 6 años	71.033	34%
De 6 a 10 años	24.936	12%
De 10 a 16 años	33.704	16%
Total deuda financiera	**209.968**	**100%**

5.2.6 Determinación del valor razonable de instrumentos financieros

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la empresa 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.

	Valor Libro Deuda al 30.06.09	Valor Mercado Deuda al 30.06.09	Diferencia (%)
Bonos	76.131	77.109	1,28%
Bancos	97.279	98.861	1,63%
Total	**173.410**	**175.969**	**1,48%**

5.2.7 Riesgo de Crédito

Las cuentas por cobrar están constituidas principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente. La deuda del principal cliente no supera el 1,4% del total de las cuentas por cobrar y el resto de cada uno de los clientes representa menos del 0,4% del total.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

	Ventas	Cantidad de clientes
Residencial	42%	1.201.591
Industrial	37%	4.010
Comercial	13%	41.720
Otros	8%	15.520

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 91% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 97% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 77% es menor a los tres meses.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

La regulación vigente define que la deuda queda radicada en la propiedad del cliente del servicio eléctrico, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

5.3. Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.