



ANALISIS RAZONADO

Por el período terminado al 30 de septiembre de 2011

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

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 30 de septiembre de 2011, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS).

En el análisis de cifras e índices se debe considerar que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, en cambio el Estado de Resultados Integrales y el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los períodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010.

1.- Análisis de las áreas de negocios.

CGE Distribución es una empresa de servicio público que distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio-Bío y de la Araucanía abasteciendo directamente a 1.345.024 clientes, con ventas físicas que alcanzaron 5.040 GWh al 30 de septiembre de 2011.



2.- Análisis del Estado de Resultados.

2.1.- Estado de Resultados.

(Cifras en millones de pesos)

	Sep-11	Sep-10	Var. Sep-11/Sep-10	
			MM\$	%
Ingresos de operación	482.985	441.926	41.059	9,3%
Costos de operación	-464.896	-410.495	-54.401	13,3%
EBITDA	18.088	31.431	-13.342	-42,4%
Depreciación y amortizaciones	-10.453	-9.210	-1.243	13,5%
Resultado de Explotación	7.635	22.220	-14.585	-65,6%
Gasto financiero neto	-6.501	-5.881	-620	10,5%
Resultado por unidades de reajuste	-4.471	-2.990	-1.482	-74,2%
Otros ingresos y egresos	19	-4	23	-
Impuesto a las ganancias	407	-2.131	2.537	-119,1%
Resultado de CGED	-2.912	11.214	-14.126	-126,0%

2.2.- Análisis de Resultados.

Los ingresos de operación registraron un alza de un 9,3% explicado por el aumento de los ingresos por venta de energía, originado fundamentalmente por el crecimiento de la ventas físicas de un 4,9%. Este crecimiento ha sido inferior al esperado debido a una menor facturación transitoria asociada a la estabilización de la nueva plataforma tecnológica. Es importante destacar que el mayor nivel de actividad del sector se da luego de cinco años con tasas de crecimiento promedio de 3,1%. Asimismo, los ingresos por servicios complementarios presentan un incremento explicado principalmente por mayores ingresos asociados al pago fuera de plazo.

Los costos de operación registran un incremento de 13,3%, explicado por el aumento del costo de compra de energía, atribuido al mayor consumo físico de energía, sumado a un aumento en los gastos de administración y operación, los cuales obedecen a gastos puntuales destinados a la puesta en marcha de actividades de recuperación de pérdidas administrativas y mayores gastos asociados a potenciar el servicio de atención a clientes.

Mayor gasto en depreciación de un 13,5% explicado por la retasación de los activos fijos bajo la nueva normativa contable IFRS.

En el resultado no operacional destaca el efecto en el pasivo financiero por el mayor gasto por unidades de reajuste explicado por la mayor variación del valor de la Unidad de Fomento respecto al mismo período 2010 (2,6% vs. 1,9%).



2.3.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores físicos y financieros.

	Unidad	Sep. 11	Sep. 10	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	1.345.024	1.287.921	53.114	4,1%
Ventas físicas de energía	GWh	5.040	4.807	233	4,8%
Cobertura de gastos financieros	Veces	0,64	2,88	-2,23	-77,6%
Utilidad por acción	\$	-23,4	95,3	-119	-124,5%

3.- Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1.- Activos.

(Cifras en millones de pesos)

	Sep. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.500	4.262	-762	-17,9%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	179.894	201.963	-22.068	-10,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.720	229	1.491	650,2%
Inventarios	1.540	760	780	102,7%
Otros activos no financieros	271	210	60	28,6%
Activos por impuestos	2.530	5.677	-3.147	-55,4%
Total Activos Corrientes	189.455	213.101	-23.646	-11,1%
Derechos por cobrar	12.902	15.805	-2.903	-18,4%
Plusvalía	104.740	104.740	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo	333.636	329.448	4.188	1,3%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	128	165	-37	-22,6%
Total Activos No Corrientes	451.405	450.158	1.247	0,3%
TOTAL ACTIVOS	640.860	663.259	-22.399	-3,4%

3.2.- Análisis Activos.

Al 30 de septiembre de 2011 los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de \$ 22.399 millones respecto del 31 de diciembre de 2010, de los cuales se debe distinguir:

- Disminución en deudores comerciales corrientes por \$ 22.068 millones producto de una mayor recaudación asociadas a las acciones de cobranzas realizadas.



- Disminución de los activos por impuestos por \$ 3.147 millones debido al menor pago de PPM con respecto a lo pagado a diciembre 2010.
- Aumento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por \$1.491 millones debido a servicios pendientes de cobro al cierre de los presentes estados financieros.
- Aumento neto de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad por \$ 4.188 millones, producto de las inversiones por \$ 17.150 millones, necesarias para cumplir los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad de servicio exigida por la autoridad, compensados parcialmente por las depreciaciones y los retiros.

3.3.- Pasivos y Patrimonio Neto.

(Cifras en millones de pesos)

	Sep. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Pasivos financieros	69.607	56.522	13.085	23,2%
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	49.689	51.155	-1.466	-2,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	27.232	43.826	-16.594	-37,9%
Provisiones	2.051	2.130	-79	-3,7%
Otros pasivos no financieros	1.159	1.372	-213	-15,5%
Total Pasivos Corrientes	149.737	155.004	-5.267	-3,4%
Pasivos financieros	185.715	194.332	-8.617	-4,4%
Pasivos por impuestos diferidos	6.247	7.066	-819	-11,6%
Otros pasivos no financieros	1.012	1.043	-31	-3,0%
Provisiones por beneficios a los empleados	10.140	11.080	-940	-8,5%
Total Pasivos No Corrientes	203.113	213.521	-10.407	-4,9%
TOTAL PASIVOS	352.850	368.525	-15.674	-4,3%
Capital emitido	190.295	190.295	0	0,0%
Otras reservas	75.861	78.908	-3.048	-3,9%
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21.854	25.531	-3.677	-14,4%
Total Patrimonio Neto	288.010	294.734	-6.724	-2,3%
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO	640.860	663.259	-22.399	-3,4%



3.4.- Análisis Pasivos y Patrimonio Neto.

Al 30 de septiembre de 2011 los pasivos totales y patrimonio neto disminuyeron en \$ 22.399 millones respecto al 31 de diciembre de 2010, es decir -3,4%, lo cual es explicado principalmente por:

- Aumento de los pasivos financieros corrientes por \$ 13.085 millones, debido principalmente al devengo de intereses de deudas y bonos y al traspaso de deuda del pasivo no corriente al corriente.
- Disminución de los acreedores comerciales por \$ 1.466 millones debido principalmente a proveedores de energía.
- Disminución de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$ 16.594 millones debido a la disminución de la cuenta corriente mercantil con la matriz CGE.
- El patrimonio neto disminuyó en \$ -6.724 millones respecto de diciembre de 2010. Esta variación se explica principalmente por el pago de dividendos, los resultados obtenidas durante el periodo y a la disminución de otras reservas.

3.5.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

	Unidad	Sep. 11	Dic. 10
Liquidez corriente	Veces	1,27	1,37
Razón ácida	Veces	1,25	1,37
Deuda / patrimonio	Veces	1,23	1,25
Deuda corto plazo / deuda total	%	42,44	42,06
Deuda Largo plazo / deuda total	%	57,56	57,94
Deuda bancaria / deuda total	%	45,75	42,11
Obligaciones con el público / deuda total	%	20,59	19,55
Rentabilidad del patrimonio	%	-2,00	8,38
Rendimiento de activos operacionales	%	3,49	11,13



4.- Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1.- Estado de Flujos de Efectivo.

(Cifras en millones de pesos)

	Sep. 11	Sep. 10	Var.	Var. %
Flujo neto por actividades de la operación	52.545	-93.278	145.823	-156,3%
Flujo neto por actividades de financiamiento	-31.193	103.726	-134.919	-130,1%
Flujo neto por actividades de inversión	-22.114	-11.478	-10.636	92,7%
Flujo neto total del período	-762	-1.030	268	-26,0%
Saldo inicial de efectivo	4.262	5.138	-876	-17,1%
Saldo final de efectivo	3.500	4.108	-608	-14,8%

4.1.- Análisis de Flujos de Efectivo.

La Sociedad ha generado durante el período un flujo neto de \$ -762 millones, superior en \$ 268 millones con respecto al año anterior, donde se obtuvo un flujo de \$ -1.030 millones.

Las actividades de la operación generaron una variación neta positiva de \$ 145.823 millones, producto fundamentalmente de una mayor recaudación de deudores por venta de \$ 189.302 millones explicado por la efectividad de las acciones destinadas a recuperar el ritmo de pago de deudores de periodos anteriores. Destaca también un mayor pago a proveedores por \$ 125.955 millones explicado por el aumento de la compra física de energía y el aumento en el precio de la misma.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta negativa de \$ 134.919 millones, originado principalmente por las nuevas deudas financieras tomadas en 2010 y a la disminución de la cuenta corriente mercantil con la matriz.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de \$ 10.636 millones que se explica por la mayor incorporación de activos fijos durante el 2011.

Considerando el saldo inicial de efectivo de \$ 4.262 millones y el flujo neto negativo total del período 2011 de \$ 762 millones, el saldo final de efectivo es de \$ 3.500 millones.



5.- POLITICA DE GESTION 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.

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

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, cuyas principales características de este segmento y 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), en la cual se define un marco regulatorio que restringe el poder discrecional de la autoridad a través del establecimiento de criterios objetivos.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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



5.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio-Bío y de la Araucanía, abasteciendo a 1.345.024 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 5.040 GWh al cierre del período comprendido entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2011.

Contratos de Suministro:

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

Sin perjuicio de lo anterior, mediante la Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, considerando el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia desde el mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por CGE Distribución S.A.

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

Demanda:

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 si se compara con el de países desarrollados, por lo que las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas.

Mercado de Generación:

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



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

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

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

Valor Agregado de Distribución:

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio 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, el cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y el Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Este último, componente permite a las distribuidoras cubrir sus costos de operación y mantenimiento, comercialización y rentar sobre sus instalaciones.

La determinación del VAD se realiza cada 4 años, a partir del dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, eficientes y adaptadas a la demanda. La rentabilidad agregada de la industria debe encontrarse entre el 6 y el 14% al momento de la determinación del VAD, independiente de la rentabilidad que las empresas puedan alcanzar individualmente.



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 son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía.

Precios de Servicios Asociados al Suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, 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.

Para esos efectos, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, a partir del cual 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.

5.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la



industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados - cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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

5.2.1.- 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 30 de septiembre de 2011, la deuda financiera de CGE DISTRIBUCIÓN alcanzó a M\$ 255.322.038, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

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

La clasificación de la deuda financiera según la moneda al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 se muestra a continuación:

30-09-2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	229.210.321	90%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	26.111.717	10%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	255.322.038	100%

31-12-2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	227.355.393	91%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	23.498.042	9%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	250.853.435	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 al 30 de septiembre, el valor del dólar observado alcanzó a \$521,76 es decir, un 11,48% superior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2010, fecha en que alcanzó un valor de \$468,01. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$521,85 y \$455,91 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				
Fecha	MM US\$	US \$ cierre 521,76 M\$	Con US\$ máx. 521,85 M\$	Con US\$ mín. 455,91 M\$
Al 31-12-2010	50.000	23.400.500	27.458.500	23.400.500
Al 30-09-2011	50.000	26.088.000	26.092.500	22.795.500
Utilidad (pérdida) por diferencia de cambio		-2.687.500	1.366.000	605.000

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Compañía podría haber reflejado una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 605.000 o M\$ 1.366.000 al 30 de septiembre de 2011.

Debido a la política de cobertura determinada por la matriz CGE, la deuda de MUS\$ 50.000 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 al 30 de septiembre, alcanzó a una pérdida de M\$ -695.732.

	UF	M\$
31-12-2010	1.248.757	26.792.768
30-09-2011	1.248.757	27.488.501
Resultado por unidades de reajuste		-695.732

5.2.2.- Riesgo de variación Unidad de Fomento.

La Compañía mantiene el 68% 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 M\$ 1.788.789. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 1.788.789 en el resultado.

5.2.3.- 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, CGE DISTRIBUCIÓN posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 52% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

30-09-2011	M\$	%
Deuda a tasa fija	105.835.662	41,5%
Deuda a tasa fija mediante a derivados	26.111.717	10,2%
Deuda a tasa variable	123.374.659	48,3%
Total deuda financiera	255.322.038	100%

31-12-2010	M\$	%
Deuda a tasa fija	107.204.095	42,7%
Deuda a tasa fija mediante a derivados	23.498.042	9,4%
Deuda a tasa variable	120.151.298	47,9%
Total deuda financiera	250.853.435	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 M\$ 925.422 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$1.888.305 de mayor gasto.

5.2.4.- 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 27% del total. El 73% 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:

M\$ al 30-09-2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	45.502.340	105.266.113	8.224.621	15.507.270	0	174.500.344
Bonos	9.886.105	17.024.355	20.612.598	24.540.188	23.590.120	95.653.365
Efectos de Comercio	20.000.000	0	0	0	0	20.000.000
Total	75.388.444	122.290.469	28.837.219	40.047.458	23.590.120	290.153.709
	26,0%	42,1%	9,9%	13,8%	8,1%	100,0%

M\$ al 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	36.974.316	132.974.357	0	0	0	169.948.673
Bonos	7.397.747	19.020.370	20.396.968	24.327.175	25.801.988	96.944.249
Efectos de Comercio	20.000.000	0	0	0	0	20.000.000
Total	64.372.063	151.994.727	20.396.968	24.327.175	25.801.988	286.892.921
	22,4%	53,0%	7,1%	8,5%	9,0%	100,0%

5.2.5.- 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 septiembre de 2011 y diciembre de 2010. 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 por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 30-09-2011 M\$	Valor Mercado Deuda al 30-09-2011 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	19.321.626	19.295.422	-0,1%
Bancos	163.349.525	163.173.593	-0,1%
Bonos	72.650.887	77.710.071	7,0%
Total	255.322.038	260.179.086	1,87%

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2010 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2009 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	19.106.882	19.181.374	0,4%
Bancos	159.714.811	153.222.755	-4,1%
Bonos	72.031.742	76.773.679	6,6%
Total	250.853.435	249.177.808	-0,7%

5.2.6.- 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.

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

30-09-2011	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	38%	1.276.864
Industrial	30%	3.550
Comercial	22%	39.813
Otros	10%	24.797
Total	100%	1.345.024

31-12-2010	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	42%	1.232.075
Industrial	30%	3.689
Comercial	17%	40.700
Otros	11%	24.715
Total	100%	1.301.179



El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 88% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 68% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 44% 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 la matriz del Grupo CGE.

CGE Distribución S.A., a partir de enero de 2010, implementó el sistema de gestión y administración integrado SAP, que persigue obtener mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación, la Sociedad experimentó problemas operativos en sus sistemas de facturación y consecuentemente adoptó las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros por el período terminado al 30 de septiembre de 2011, incluyen todos los efectos conocidos a la fecha derivados de este proceso de estabilización. Asimismo la Administración estima que las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no producirán efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de la Sociedad.