
ANALISIS RAZONADO CONSOLIDADO

Por el período terminado al 30 de junio de 2012

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 junio de 2012, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo a 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 junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

1 TEMAS DESTACADOS

- ✓ CGE Distribución S.A. aprobó el 4 de enero de 2012 un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN S.A. pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.
- ✓ Respecto de lo anterior, CGE Distribución S.A. presenta al cierre del período terminado al 30 de junio de 2012 estados financieros consolidados; dentro de los cuales, el estado de situación financiera consolida los activos y pasivos de ambas empresas. Producto de que el traspaso de acciones se materializó el 26 de marzo del 2012, el estado de resultado y flujo de efectivo, se consolidan a partir del 1º de abril de 2012. Por tanto, los estados financieros del ejercicio 2011 son individuales.
- ✓ **Las utilidades a junio 2012 alcanzaron los \$ 4.577 millones**, que contrasta positivamente respecto del año anterior de \$ -1.908 millones.
- ✓ **A junio se alcanzó un EBITDA de \$ 24.174 millones**, superior en un 103,6% al obtenido en igual periodo del año anterior.



- ✓ **El número de clientes al mes de junio alcanzó los 1.642.262** distribuidos entre la V y la IX Región.
- ✓ **Las ventas físicas alcanzaron los 3.907 GWh**, debido al aporte de 274 GWh de Emel Sur y un crecimiento de un 7,1% en CGE Distribución, llegando a 3.633 GWh.
- ✓ **La razón de endeudamiento es de 1,04 veces**, 20% menor al mismo periodo del año anterior.
- ✓ La clasificación de riesgo de CGE Distribución es AA- de acuerdo a las clasificaciones de riesgo otorgadas por Feller-rate y Fitch Ratings al 31 de diciembre de 2011.

Estado de Resultado	MM\$			
Consolidado	Jun-12	Jun-11	Var.	Var. %
EBITDA	24.174	11.873	12.301	104%
Utilidad neta del ejercicio	4.577	-1.908	6.486	-340%

Balance	MM\$			
Consolidado	2012	2011	Var.	Var. %
Total activos	842.546	630.235	212.310	34%
Total pasivos	429.891	356.745	73.146	21%
Patrimonio	412.654	273.490	139.165	51%

2.- Análisis del Estado de Resultados.

2.1.- Estado de Resultados Consolidado.

(Cifras en millones de pesos)

Estado de Resultado	jun-12	jun-11	Var. Jun-12/Jun-11	
			MM\$	%
Ingresos de operación	338.079	316.720	21.359	6,7%
Costos de operación	-313.905	-304.847	-9.058	3,0%
Resultado operacional + depreciación y amortizaciones	24.174	11.873	12.301	103,6%
Depreciación y amortizaciones	-7.935	-6.893	-1.042	15,1%
Resultado operacional	16.239	4.980	11.259	226,1%
Gasto financiero neto	-6.119	-4.120	-1.998	48,5%
Resultado por unidades de reajuste	-3.310	-3.409	100	-2,9%
Otros ingresos y egresos	-903	58	-961	-1.662,3%
Impuesto a las ganancias	-1.329	584	-1.914	-327,6%
Utilidad o pérdida de periodo	4.577	-1.908	6.486	-339,9%

2.2.- Análisis de Resultados.

CGE Distribución Consolidado presenta una utilidad de \$ 4.577 millones, superior en \$ 6.486 millones a igual periodo de 2011, lo cual es explicado principalmente por mayores ingresos de operación de \$ 21.359 millones, mayores costos de operación de \$ 9.058 millones, mayores gastos financiero neto de \$ 1.998 millones y mayor impuesto de 1.914 millones:

- ✓ Los ingresos de operación registran un aumento de 6,7% explicado principalmente por la adición de \$ 27.786 millones de su filial Emel Sur S.A. Los ingresos individuales de operación de CGE Distribución registran una disminución de 2,6% explicado



principalmente por la disminución de la tarifa de venta promedio de energía de un 9,0%. Este efecto es compensado en parte por el fuerte crecimiento de las ventas físicas de energía de un 7,1%. Sumado a lo anterior se registró una provisión por el efecto de la próxima fijación de precios del sistema de subtransmisión, que redujo el resultado operacional en \$ 2.149 millones en CGE Distribución.

- ✓ Los costos de operación registran un incremento de 3%, explicado por la adición de \$ 23.512 millones de Emel Sur. Los costos individuales de operación de CGE Distribución disminuyen explicado por una reducción de la tarifa de compra promedio de energía. Este efecto es compensado en parte por una mayor provisión de incobrables y un aumento puntual en los gastos de administración y operación, asociados a la puesta en marcha de actividades de recuperación de pérdidas administrativas y potenciar el servicio de atención a clientes.
- ✓ La depreciación registra un aumento de 15,1% debido principalmente a la adición de \$ 975 millones de Emel Sur.
- ✓ El gasto financiero neto registra un aumento de un 48,5% explicado por la adición de \$ 698 millones correspondientes a Emel Sur, y al mayor gasto financiero neto de CGE Distribución individual explicado por las mayores tasas sobre las deudas financieras, efecto compensado parcialmente por una menor deuda.
- ✓ El resultado por unidades de reajuste registró una disminución de 2,9%, explicado por la variación del valor de la Unidad de Fomento (1,50% en 2012 vs. 2,02% en 2011) y su efecto sobre el pasivo financiero.
- ✓ Los otros ingresos y egresos disminuyen en \$ 961 millones por la consolidación de \$ 415 millones de Emel Sur.

2.3.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores físicos y financieros.

	Unidad	Jun - 12	Jun - 11	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	1.642.262	1.333.107	309.155	23,2%
CGE Distribución	Nº	1.372.667	1.333.107	39.560	3,0%
Emel Sur	Nº	269.595	-	-	-
Ventas físicas de energía	GWh	3.907	3.393	514	15,1%
CGEDistribución	GWh	3.633	3.393	240	7,1%
Emel sur	GWh	274	-	-	-
Cobertura de gastos financieros	Veces	1,69	0,58	1,10	189,6%
Utilidad por acción	\$	25,7	-15,3	41	-267,7%

3.- Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1.- Activos.

(Cifras en millones de pesos)

	Jun - 12	Dic - 11	Var.	Var. %
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.288	4.508	780	17,3%
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	160.435	166.026	-5.590	-3,4%
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	15.144	1.505	13.639	>100%
Inventarios	234	154	80	51,6%
Otros activos no financieros	476	249	227	91,3%
Activos por impuestos	3.041	2.097	944	45,0%
Total Activos Corrientes	184.619	174.539	10.080	5,8%
Derechos por cobrar	15.952	14.424	1.527	10,6%
Plusvalía	104.740	104.740	0	0,0%
Propiedades, Planta y Equipo	456.932	335.938	120.994	36,0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	79.835	127	79.708	>100%
Propiedad de inversión.	467	467	0	0,0%
Total Activos No Corrientes	657.926	455.696	202.230	44,4%
TOTAL ACTIVOS	842.546	630.235	212.310	33,7%

3.2.- Análisis Activos.

Al 30 de junio de 2012 los activos totales de la Sociedad presentan un aumento de \$ 212.310 millones respecto del 31 de diciembre de 2011, entre los cuales se puede distinguir:

- Disminución en CGE Distribución de efectivo y equivalentes al efectivo por \$ 1.901 millones, más el aporte de Emel Sur por \$ 2.681 millones.
- Disminución en CGE Distribución de deudores comerciales por \$ 25.893 millones producto de una mayor recaudación asociada a las acciones de cobranza realizadas, compensado por la adición de \$ 20.303 millones de Emel Sur.
- Aumento en CGE Distribución de cuentas por cobrar a entidades relacionadas por \$ 11.399 millones, principalmente con CGE debido al saldo positivo de la cuenta corriente mercantil con la Matriz, más la adición de \$ 2.240 millones correspondientes a Emel Sur.
- Aumento en CGE Distribución de derechos por cobrar no corrientes por \$ 573 millones por aumento en convenios de pago, más la adición de \$ 954 millones de Emel Sur.
- Aumento en CGE Distribución de propiedades plantas y equipos por \$ 581 millones producto de las inversiones necesarias para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda de clientes y la calidad de servicio exigida por la autoridad, más la adición de \$ 120.413 millones de Emel Sur.
- Aumento en activos intangibles distintos de plusvalía por \$ 79.708 millones de Emel Sur, explicado principalmente por concesiones y servidumbre que sustentan el ajuste al valor de la inversión.

3.3.- Pasivos y Patrimonio Neto.

(Cifras en millones de pesos)

	Jun - 12	Dic - 11	Var.	Var. %
Pasivos financieros	81.974	62.726	19.249	30,7%
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	68.277	53.439	14.837	27,8%
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	12.846	28.795	-15.948	-55,4%
Provisiones	1.100	1.773	-673	-38,0%
Otros pasivos no financieros	4.192	1.860	2.332	125,4%
Total Pasivos Corrientes	168.389	148.592	19.797	13,3%
Pasivos financieros	209.169	195.032	14.137	7,2%
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	16.172	0	16.172	-
Pasivos por Impuestos Diferidos	25.941	3.443	22.498	653,5%
Otros pasivos no financieros	513	0	513	-
Provisiones por beneficios a los empleados	9.707	9.679	28	0,3%
Total Pasivos No Corrientes	261.502	208.153	53.349	25,6%
TOTAL PASIVOS	429.891	356.745	73.146	20,5%

Capital Emitido	312.364	190.295	122.069	64,1%
Otras Reservas	82.683	74.587	8.095	10,9%
Ganancias (pérdidas) acumuladas	15.122	8.608	6.514	75,7%
Participaciones no controladoras	2.486	0	2.486	-
Total Patrimonio Neto	412.654	273.490	139.165	50,9%
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO	842.546	630.235	212.310	33,7%

3.4.- Análisis Pasivos y Patrimonio Neto.

Al 30 de junio de 2012 los pasivos totales y patrimonio neto aumentaron \$ 212.310 millones respecto al 31 de diciembre de 2011, es decir 33,7%, lo cual es explicado principalmente por:

- Aumento en CGE Distribución de pasivos financieros corrientes por \$ 18.863 millones por deudas del largo plazo que se reconocen en el corto plazo, más la adición de \$ 385 millones de Emel Sur.
- Aumento en CGE Distribución de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por \$ 1.432 millones, más la adición de \$ 13.405 millones de Emel Sur.
- Disminución en CGE Distribución de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$ 21.135 millones debido a la disminución de la cuenta corriente mercantil a pagar a la matriz CGE. Además se adicionan \$ 5.187 millones de Emel Sur.
- Disminución en CGE Distribución de pasivos financieros no corrientes por \$ 19.537 millones principalmente por reconocimiento en el corto plazo de la porción de la deuda del largo plazo. Se adicionan los pasivos financieros de Emel Sur por \$ 33.887 millones.
- Aumento de cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por \$ 16.172 millones adicionados por Emel Sur.
- Disminución en CGE Distribución de pasivos por impuestos diferidos por \$ 615 millones, más la adición de \$ 21.883 millones de Emel Sur.
- Aumento de capital emitido \$ 122.069 millones para incorporar vía aporte la participación accionaria perteneciente a la matriz CGE en su filial Emel Sur S.A., con el propósito de simplificar la actual estructura de propiedad del Grupo de acuerdo a un criterio geográfico y de negocios.

- Aumento en otras reservas por \$ 8.095 millones debido principalmente al mayor valor financiero de Emel Sur por \$ 9.840 millones, compensado en parte por depreciación de la revaluación de los activos \$ 1.957 millones.

3.5.- Indicadores financieros.

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

	Unidad	jun-12	dic-11
Liquidez corriente	Veces	1,10	1,17
Razón ácida	Veces	1,09	1,17
Rotación cuentas por cobrar	Días	74,8	86,7
Deuda / patrimonio	Veces	1,04	1,30
Deuda corto plazo / deuda total	%	39,17	41,65
Deuda Largo plazo / deuda total	%	60,83	58,35
Deuda bancaria / deuda total	%	67,73	72,19
Obligaciones con el público / deuda total	%	15,59	19,79
Rentabilidad del patrimonio	%	2,67	-1,34
Rendimiento de activos operacionales	%	6,48	2,28

4.- Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1.- Estado de Flujos de Efectivo.

(Cifras en millones de pesos)

	Jun - 12	Jun - 11	Var.	Var. %
Flujo neto por actividades de la operación	56.368	39.700	16.667	42,0%
Flujo neto por actividades de financiamiento	-45.344	-28.390	-16.954	59,7%
Flujo neto por actividades de inversión	-10.243	-12.454	2.210	-17,7%
Flujo neto total del período	780	-1.143	1.924	-168,3%
Saldo inicial de efectivo	4.508	4.262	246	5,8%
Saldo final de efectivo	5.288	3.118	2.170	69,6%

4.2.- Análisis de Flujos de Efectivo.

La sociedad ha generado durante el periodo un flujo neto de \$ 780 millones, superior en \$ 1.924 millones con respecto al año anterior, donde se obtuvo un flujo de \$ -1.143 millones.

Las actividades de operación generaron una variación neta positiva de \$ 16.667 millones, producto principalmente del aporte en ingreso por cobro a clientes de Emel Sur de \$ 43.369 millones,



compensado en parte por el pago a proveedores de Emel Sur de \$ 39.170 millones. Por otra parte destaca la mayor recaudación explicada por la efectividad de las acciones de cobranza.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta negativa de \$16.954 millones, debido principalmente al pago de préstamos con la banca y empresas relacionadas, compensado en parte por la obtención de un nuevo crédito bancario.

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de \$ 2.210 millones, debido principalmente a la adición del saldo inicial de caja de Emel Sur, correspondiente a \$2.681 millones, compensado por mayores compras de propiedades.

Considerando el saldo inicial de efectivo de \$ 4.508 millones y el flujo neto positivo total del período enero a junio 2012 de \$ 780 millones, el saldo final de efectivo es de \$ 5.288 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, 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 definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

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



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

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

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

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 Biobío y de la Araucanía y abastece a 1.372.667 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 3.633 GWh al cierre del período comprendido entre el 1 de enero y 30 de junio de 2012.

De la misma manera, a través de su filial Emel Sur S.A., distribuye energía eléctrica en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII, abasteciendo 269.595 clientes, con ventas físicas de 274 GWh en el período comprendido entre el 01 de abril y 30 de junio de 2012.

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.

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

En el mes de julio de 2011, el CDEC-SIC informó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia del mes de mayo de 2011, por parte de las empresas Campanario Generación S.A. -



empresa proveedora de CGE Distribución S.A.- y Central Tierra Amarilla S.A., agregando que las gestiones de cobranza respectivas no tuvieron resultados positivos.

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

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

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

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

Hasta la fecha, CGE Distribución S.A. realizó un proceso de licitación para abastecer los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en el año 2009, el que fue declarado desierto con fecha 04 de junio de 2012.

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

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

Del mismo modo, la Empresas Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A., ambas filiales de Emel Sur S.A., cuentan con contratos de suministro para abastecer los consumos de sus clientes regulados suscritos, en el marco de los procesos licitatorios



efectuados en el año 2006, con la Empresa Nacional de Energía S.A. y AES Gener S.A., los cuales tienen vigencia hasta los años 2019 y 2024, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados, ambas empresas han iniciado los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes, las cuales a la fecha se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad.

Para el caso de sus clientes libres, la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. cuenta con contratos de suministro cuya vigencia se extienden hasta el año 2017.

Demanda:

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

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

Mercado de Generación:

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

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

Así, en 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.

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

Al respecto, si bien la situación referida 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.

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

Valor agregado de distribución:

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

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de 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 considera:

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

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

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

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

Precios de servicios asociados al suministro:

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



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

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

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

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

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

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

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



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

5.2.- Riesgo financiero

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

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que 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 y su filial EMEL SUR S.A., 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 junio de 2012, la deuda financiera de CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR S.A. alcanzaron a M\$ 291.143.417, 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 junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 se muestra a continuación:

30-06-2012	M\$	%
Deuda en pesos o UF	265.924.084	91,43%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	25.219.333	8,66%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	291.143.417	100%

31-12-2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	231.474.226	89,38%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	26.070.453	10,12%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	257.544.679	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 30 de junio, el valor del dólar observado alcanzó a \$501,84 es decir, un 3,34% inferior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2011, fecha en que alcanzó un valor de \$519,20. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$519,69 y \$475,29 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	M US\$	US \$ cierre 501,84 M\$	Con US\$ máx. 519,69 M\$	Con US\$ min. 475,29 M\$
Al 31-12-2011	50.000	25.960.000	26.687.000	22.795.500
Al 30-06-2012	50.000	25.092.000	25.984.500	23.764.500
Utilidad (pérdida) por diferencia de cambio		868.000	702.500	-969.000

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto antes de impuesto en la utilidad de la Compañía podría haber reflejado una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 702.500 o una pérdida por diferencia de cambio de M\$ 969.000 al 30 de junio de 2012.

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 junio, alcanzó a una pérdida de M\$ -416.248.

	UF	M\$
31-12-2011	1.248.757	27.839.826
30-06-2012	1.248.757	28.256.074
Resultado por unidades de reajuste		-416.248

5.2.2 Riesgo de variación Unidad de Fomento.

La Compañía mantiene el 74,64% 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\$ 1.989.658. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 1.989.658 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 y su filial EMEL SUR S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 27,54% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

30-06-2012	M\$	%
Deuda a tasa fija	80.194.105	27,54%
Deuda a tasa fija mediante a derivados	25.219.333	8,66%
Deuda a tasa variable	185.729.980	63,79%
Total deuda financiera	291.143.417	100,00%

31-12-2011	M\$	%
Deuda a tasa fija	82.454.882	32,02%
Deuda a tasa fija mediante derivados	26.070.453	10,12%
Deuda a tasa variable	149.019.344	57,86%
Total deuda financiera	257.544.679	100,00%

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\$ 865.632 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\$ 1.430.678 de mayor gasto.

5.2.4 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

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

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 23,73% del total. El 76,27% 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 30-06-2012	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	72.470.195	81.902.622	54.391.542	65.371.420	0	274.135.779
Bonos	10.209.919	15.812.667	23.788.831	31.468.266	25.129.795	106.409.478
Efectos de Comercio	10.000.000	0	0	0	0	10.000.000
Total	92.680.113	97.715.289	78.180.373	96.839.686	25.129.795	390.545.257
	23,73%	25,02%	20,02%	24,80%	6,43%	100,00%

M\$ al 31-12-2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 año y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	71.416.359	58.150.527	27.767.163	62.945.228	0	220.279.277
Bonos	12.327.109	15.504.972	23.352.446	30.971.046	28.482.656	110.638.229
Efectos de Comercio	10.000.000	0	0	0	0	10.000.000
Total	93.743.468	73.655.499	51.119.609	93.916.274	28.482.656	340.917.506
	27,50%	21,61%	14,99%	27,55%	8,35%	100,00%

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 junio de 2012 y diciembre de 2011. 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 Mercado Deuda al 30-06-2012 M\$	Valor Libro Deuda al 31-03-2012 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	9.934.500	9.932.400	0,02%
Bancos	216.157.695	214.200.523	0,91%
Bonos	71.560.786	67.010.495	6,36%
Total	297.652.980	291.143.417	2,19%

Valor por tipo deuda	Valor Mercado Deuda al 31-12-2011 M\$	Valor Libro Deuda al 31-12-2011 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	9.588.666	9.616.931	-0,29%
Bancos	154.214.448	177.324.693	-14,99%
Bonos	75.936.791	70.603.055	7,02%
Total	239.739.905	257.544.679	-7,43%

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:

30-06-2012	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	33,04%	1.556.402
Industrial	37,64%	7.482
Comercial	19,33%	47.197
Otros	9,99%	31.181
Total	100,00%	1.642.262

31-12-2011	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	33,89%	1.286.743
Industrial	36,73%	3.514
Comercial	19,46%	39.824
Otros	9,91%	24.696
Total	100,00%	1.354.777



El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar refleja que el 56,93% corresponde a deuda no vencida. Por su parte, el 46,01% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a 60 días, mientras que 34,07% es menor a los 30 días.

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.