ANÁLISIS RAZONADO

Por el período de nueve meses terminado
el 30 de septiembre de 2009

Razón Social: **Compañía General de Electricidad S.A.**
Rut: **90.042.000-5**

Introducción:

Para la comprensión de este análisis razonado consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2009, se debe tener presente que el Grupo CGE ha preparado sus estados financieros consolidados 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 del Grupo CGE es el 1 de enero de 2008, por lo tanto Compañía General de Electricidad S.A. y Filiales han 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 en los Estados Consolidados de Situación Financiera se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008. En los Estados Consolidados de Resultados Integrales se comparan los períodos de 3 y 9 meses ambos terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008. En los Estados de Flujos de Efectivo se comparan los períodos de 9 meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008.

1.- ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS DE CGE.

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

Al 30 de septiembre de 2009, el Resultado de CGE (resultado sociedad dominante) alcanzó a MM$ 104.220 lo que significó un incremento de 437,4% con respecto a igual fecha del año anterior.

MM$	sep-09	sep-08	Var. Sep-09/Sep-08	
			MM$	%
Resultado de CGE	104.220	19.394	84.826	437,4%

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile y en Argentina, abasteciendo a un total de 3.034.373 clientes al 30 de septiembre de 2009. En Chile, la operación de este negocio está concentrada en las filiales CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE, EDELMAG y EMPRESAS EMEL a través de sus distribuidoras EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL, quienes en conjunto abastecen a 2.282.045 clientes entre la Región de Arica y Región de la Araucanía, parte de la Región Metropolitana y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 8.278 GWh al cierre del presente trimestre. En Argentina, CGE a través de sus empresas relacionadas EDET, EJESA, EJSEDSA y

ENERGÍA SAN JUAN abastece a 752.328 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 2.417 GWh a septiembre de 2009.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Nº Clientes (miles)		
	sep-09	sep-08	Var. %	sep-09	sep-08	Var. %
CGE DISTRIBUCIÓN	4.803	4.792	0,2%	1.272	1.241	2,5%
EMELECTRIC	773	746	3,6%	253	245	3,3%
EMELARI	163	163	-0,1%	62	61	0,9%
ELIQSA	298	305	-2,3%	81	78	3,7%
ELECDA	545	539	1,2%	146	143	2,2%
CONAFE	1.008	1.019	-1,1%	334	324	2,9%
EMELAT	510	515	-1,0%	83	82	1,0%
EDELMAG	178	172	3,5%	52	51	1,4%
Total Chile	**8.278**	**8.251**	**0,3%**	**2.282**	**2.225**	**2,5%**
EDET	1.265	1.233	2,6%	407	394	3,4%
ENERGÍA SAN JUAN	744	686	8,5%	183	179	2,0%
EJESA-EJSEDSA	408	418	-2,4%	162	157	3,4%
Total Argentina	**2.417**	**2.337**	**3,4%**	**752**	**730**	**3,1%**
Total	**10.695**	**10.588**	**1,0%**	**3.034**	**2.955**	**2,7%**

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica es desempeñado principalmente por la filial CGE TRANSMISIÓN, con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, sirviendo no sólo a las empresas distribuidoras del Grupo CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. Al 30 de septiembre de 2009, la energía retirada del sistema de subtransmisión de CGE TRANSMISIÓN alcanzó a 6.609 GWh. Dentro de este negocio también participa la filial TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA. Adicionalmente, estas mismas distribuidoras junto con EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL, disponen de activos propios asociados a esta actividad. Por su parte, la filial EDELMAG también posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la XII Región.

Recientemente CGE, a través de su filial CGE GENERACIÓN, adquirió el 94,74% de la propiedad de IBENER, operación que involucró una inversión de US$ 298 millones. Los activos de IBENER están constituidos por las centrales de pasada Peuchén y Mampil, con una capacidad instalada de 75 MW y 49 MW respectivamente. Ambas se encuentran a 72 km. al este de la ciudad de Los Ángeles, sobre el río Duqueco, comuna de Santa Bárbara, VIII Región del Bío-Bío.

A través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, CGE participa en el negocio de distribución de gas licuado, con una cobertura que se extiende entre la Región de Antofagasta y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes, alcanzando al 30 de septiembre de 2009, una participación de mercado de 28% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria GASMAR, importa gas licuado para el mercado nacional.

El Grupo CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus empresas subsidiarias y asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países. En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus empresas relacionadas METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. En la zona noroeste de Argentina distribuye gas natural por intermedio de GASNOR y GASMARKET. GASCO también participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas asociadas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES. Al finalizar el presente trimestre, el número total de

clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR y Gasco Magallanes alcanza los 535.492, mientras que GASNOR provee de gas natural a 399.383 clientes.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS.

Al 30 de septiembre de 2009, el resultado de la Compañía ascendió a MM$ 104.220 lo que significó un aumento de MM$ 84.826 (437%) con respecto a igual período del año anterior. Este resultado fue impulsado de manera importante por el efecto de la disminución de la unidad de fomento sobre las deudas financieras y por el crecimiento de los resultados de los sectores electricidad y gas.

Estado de Resultados MM$	sep-09	sep-08	Var. Sep-09/Sep-08 MM$	%
Ingresos de Operación	1.378.339	1.305.323	73.017	5,6%
Costos de Operación	(1.162.900)	(1.114.176)	(48.724)	4,4%
Resultado Bruto de Explotación	**215.439**	**191.146**	**24.293**	**12,7%**
Depreciación y Amortizaciones	(64.617)	(53.726)	(10.891)	20,3%
Resultado Explotación	**150.822**	**137.420**	**13.402**	**9,8%**
Costo Financiero Netos	(47.914)	(34.587)	(13.327)	38,5%
Resultado Inversión en Asociadas	6.665	969	5.696	588,1%
Otros Ingresos y Egresos	43.723	(81.806)	125.529	-153,4%
Resultado fuera de la Explotación	**2.474**	**(115.425)**	**117.899**	**-102,1%**
Resultado Antes de Impuestos	**153.296**	**21.995**	**131.301**	**596,9%**
Impuesto a las Ganancias	(23.085)	(10.731)	(12.353)	115,1%
Interés Minoritario	(25.991)	8.130	(34.121)	-419,7%
Resultado de CGE	**104.220**	**19.394**	**84.826**	**437,4%**

Retorno de Dividendos (%)	4,28	5,24	(0,97)	-18,4%

a) Resultado de Explotación.

Resultado de Explotación (MM$)	Sector Electricidad		Sector Gas		Sector Servicios		Inversiones		Ajustes Consolidación		Total	
	sep-09	sep-08	sep-09	sep-08	sep-09	sep-08	sep-09	sep-08	sep-09	sep-08	sep-09	sep-08
Ingresos de Operación	999.162	878.375	341.341	399.957	76.740	65.248	1.774	1.113	(40.678)	(39.372)	1.378.339	1.305.323
Costos de Operación	(854.587)	(744.993)	(277.296)	(351.865)	(65.139)	(53.440)	(6.555)	(3.250)	40.678	39.372	(1.162.900)	(1.114.176)
Resultado Bruto de Explotación	**144.575**	**133.383**	**64.045**	**48.093**	**11.601**	**11.808**	**(4.781)**	**(2.137)**	**0**	**0**	**215.439**	**191.146**
Depreciación y Amortizaciones	(34.703)	(29.055)	(26.782)	(22.174)	(3.122)	(2.485)	(11)	(12)	0	0	(64.617)	(53.726)
Resultado de Explotación	**109.872**	**104.328**	**37.263**	**25.919**	**8.479**	**9.323**	**(4.792)**	**(2.149)**	**0**	**0**	**150.822**	**137.420**
Variación	**5.544**		**11.344**		**(844)**		**(2.643)**		**(0)**		**13.402**	

- Como se observa en el cuadro anterior, el Resultado de Explotación muestra un incremento de MM$ 13.402 (9,8%) que se explica fundamentalmente por un incremento de MM$ 11.344 (43,8%) y MM$ 5.544 (5,3%)en el resultado de explotación de las empresas que participan del sector gas y sector electricidad respectivamente.

- El resultado de explotación asociado al sector eléctrico fue impulsado principalmente por CGE GENERACIÓN, debido a la incorporación de IBENER, CGE TRANSMISIÓN, CGE DISTRIBUCIÓN y ENERGÍA SAN JUAN, compensado en parte por una disminución del resultado de explotación de CONAFE, EMEL y EDELMAG.

b) Resultado Fuera de Explotación.

El Resultado Fuera de Explotación presenta un incremento de MM$ 117.899, al pasar de una cifra negativa de MM$ 115.425 en septiembre de 2008, a una cifra positiva de MM$ 2.474 en septiembre de 2009.

La principal variación del período obedece al incremento de MM$ 125.529 en la partida Otros Ingresos (Egresos) fuera de la explotación que se explica por:

- Presencia de IPC negativos al tercer trimestre de 2009, lo que se tradujo en que las sociedades registraran un efecto positivo importante en la partida Resultados por Unidad de Reajuste la que tuvo un incremento de MM$ 121.060.

- Incremento de MM$ 5.696 en la partida Inversión en Asociadas, especialmente por los mejores resultados de POLPAICO.

- El efecto anterior fue compensado parcialmente por un incremento de MM$ 5.633 en la partida Costo Financiero Neto, especialmente es GASCO, CGE GENERACIÓN y CGE matriz. En el caso de estas dos últimas, el mayor gasto obedece al financiamiento para la compra de IBENER

El Retorno de Dividendos presentó una disminución de 18,4% debido básicamente a un incremento de 18% del precio de cierre de la acción al 30 de septiembre de 2009 en relación a igual fecha del año anterior.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA.

a) Activos

Activos MM$	sep-09	dic-08	Var.Sep-09/Dic-08	
			MM$	%
Activos Corrientes	455.928	426.559	29.369	6,9%
Activos no Corrientes	2.939.715	2.831.884	107.831	3,8%
Total Activos	**3.395.643**	**3.258.443**	**137.200**	**4,2%**

Como se observa en el cuadro anterior, los activos presentan un aumento de MM$ 137.200 (4,2%) con respecto a diciembre de 2008, que se explica fundamentalmente por:

- Aumento de MM$ 125.811 en la partida Propiedades, Planta y Equipos, como resultado de la consolidación con IBENER por MM$ 125.547 e inversiones por MM$ 76.427. Lo anterior fue compensado por el gasto en depreciación de MM$ 61.563

- Aumento de MM$ 23.714 en Activos Intangibles Neto, debido principalmente a la consolidación de los derechos de agua y servidumbres de IBENER.

- Incremento de MM$ 9.360 en la partida Inventarios, fundamentalmente en la filial de servicios COMERCIAL & LOGÍSTICA.

- Disminución de MM$ 38.685 en la partida Inversiones en Asociadas, originado particularmente en GASCO, por sus inversiones en GASODUCTO DEL PACÍFICO S.A., GASODUCTO DEL PACÍFICO (ARGENTINA) S.A., INNERGY HOLDINGS y GNL QUINTERO.

b) Pasivo Exigible y Patrimonio.

Pasivos MM$	sep-09	dic-08	Var.Sep-09/Dic-08 MM$	%
Deuda Financiera (1)	1.572.273	1.459.785	112.488	7,7%
Otros Pasivos	540.055	565.002	-24.947	-4,4%
Total Pasivo Exigible	**2.112.328**	**2.024.788**	**87.541**	**4,3%**
Participaciones Minoritarias	359.975	359.566	409	0,1%
Patrimonio Neto Controladora	923.339	874.089	49.250	5,6%
Total Pasivos	**3.395.643**	**3.258.443**	**137.200**	**4,2%**

(1) Incluye obligaciones con bancos y con el público.

Los Pasivos Exigibles de la Compañía muestran un aumento de MM$ 87.541 (4,3%) con respecto a diciembre de 2008 debido fundamentalmente a:

- Aumento de MM$ 112.488 en la deuda financiera consolidada. Lo anterior se explica principalmente por el financiamiento para la adquisición de IBENER en el mes de julio, la emisión del bono Serie J en CGE y emisiones de efectos de comercio en CGE DISTRIBUCIÓN y GASCO. Este incremento se vio compensado por una reducción de la deuda de corto plazo en CGE.

- Disminución de MM$ 39.731 en las partidas Provisiones Corrientes y No Corrientes originadas principalmente en GASCO y METROGAS.

En relación al Patrimonio Neto Total, éste registra un incremento de MM$ 49.659 debido fundamentalmente a la retención de utilidades al 30 de septiembre de 2009.

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

Indicadores		Unidad	sep-09	dic-08	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,02	0,98	3,9%
	Razón Ácida	Veces	0,87	0,85	2,5%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	1,65	1,64	0,3%
	Cobertura de Gastos Financieros	Veces	4,48	-	-
Composición de Pasivos	Deuda Corto Plazo / Deuda Total	%	21,12	21,42	-1,4%
	Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	78,88	78,58	0,4%
	Deuda Bancaria / Deuda Total	%	29,21	24,78	17,9%
	Obligaciones con el Público / Deuda Total	%	45,22	47,32	-4,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio	%	10,70	1,59	570,7%
	Rentabilidad del Activo	%	2,91	0,43	579,9%

- El Índice de Liquidez Corriente y Razón Ácida presentan valores levemente superiores en relación a diciembre de 2008, producto de un alza en el Efectivo y Equivalente al Efectivo y los Deudores Comerciales Corrientes superior al aumento de la deuda financiera de corto plazo.

- La relación Deuda / Patrimonio Neto, muestra un comportamiento estable teniendo en consideración la reciente adquisición de IBENER en el mes de julio. Esta inversión significó un incremento de la deuda financiera, que fue compensado por una disminución de las Provisiones de Largo Plazo y un incremento en el Patrimonio Neto.

- Los indicadores que se refieren a la composición de los pasivos de la Compañía, presentan un aumento en la importancia de la deuda bancaria, debido principalmente a los créditos obtenidos para la adquisición de IBENER.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO.

Flujo de Efectivo MM$	sep-09	sep-08	Var. Sep-09/Sep-08 MM$	%
Flujo originado por actividades de la operación	161.752	100.240	61.512	61,4%
Flujo originado por actividades de inversión	(258.901)	(96.897)	(162.004)	167,2%
Flujo originado por actividades de financiamiento	102.092	12.808	89.284	697,1%
Flujo neto total del período	**4.943**	**16.151**	**(11.208)**	**-69,4%**
Otras variaciones del efectivo y efectivo equivalente	14.716	21	14.695	-
Saldo inicial de efectivo	39.624	30.911	8.713	28,2%
Saldo final	**59.283**	**47.084**	**12.199**	**25,9%**

Al 30 de septiembre de 2009, el flujo neto del período alcanzó a MM$ 4.943, inferior en MM$ 11.208 respecto a igual período del año anterior. Esta disminución obedece a lo siguiente:

- El Flujo Originado por Actividades de la Operación presenta un aumento de MM$ 61.512 debido principalmente a las siguientes razones:

  - Aumento de importes cobrados a clientes en MM$ 77.864, originado en empresas del sector eléctrico del Grupo CGE, principalmente CGE DISTRIBUCIÓN, EMEL y CONAFE, compensado parcialmente por una disminución en GASCO.
  - Disminución del pago de proveedores en MM$ 12.130, especialmente en la filial GASCO que es compensado parcialmente por un aumento de este rubro en CGE DISTRIBUCIÓN, EMEL y CONAFE.

  Los incrementos anteriores fueron compensados parcialmente por:

  - Aumento en las remuneraciones pagadas en MM$ 9.996.
  - Disminución de dividendos recibidos en MM$ 8.058, especialmente en la coligada POLPAICO.

- Los desembolsos asociados a las Actividades de Inversión presentan una disminución de MM$ 162.004, lo que se explica por:

  - Aumento de MM$ 163.655 en el rubro Pagos Para Adquirir Asociadas, principalmente por la compra de IBENER y en menor medida por el aumento en la participación en las empresas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA.
  - Disminución de Otros Flujos de Efectivo de Actividades de Inversión en MM$ 42.332, en su mayoría en la filial GASCO.

- El Flujo Originado por Actividades de Financiamiento aumentó en MM$ 89.284 con respecto a septiembre de 2008, debido principalmente a un aumento de MM$ 83.675 en el flujo asociado a la obtención de préstamos, el cual está directamente relacionado con la adquisición de IBENER y en menor medida a una disminución de MM$ 5.261en el pago de dividendos.

5.- ANÁLISIS DE RIESGO.

Riesgos de Mercado.

Sector Electricidad:

Distribución de Electricidad en Chile.

La actividad de distribución de electricidad en Chile es el negocio principal de CGE, medido tanto en términos de resultados, flujos y activos invertidos en él.

El ámbito de operación se extiende a una amplia zona geográfica, que abarca la mayor parte del país, lo que permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. En efecto, las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de los ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Desde el punto de vista de la demanda, su crecimiento depende básicamente del incremento del consumo, el cual se relaciona entre otros aspectos con el mejoramiento del ingreso per cápita, desarrollo tecnológico y el incremento de la población y viviendas. Asimismo, por tratarse de un bien de primera necesidad, su demanda no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Lo anterior permite concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente asociado al crecimiento del país y como nación en desarrollo, podemos inferir que el consumo per cápita aún es bajo en comparación a 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 reducido.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para la 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. En este sentido, la presencia de un marco regulatorio estable ha sido un importante factor de desarrollo para la industria.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, asegurando de esta manera, el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios. En el caso de la filial EDELMAG, por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas en cada uno de los sistemas atendidos por la empresa.

Distribución de Electricidad en Argentina.

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

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina, también se encuentra regulada bajo un esquema similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Luego que en el año 2002 se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales, los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. A partir de los años 2007 y 2008 se dio cumplimiento a los acuerdos, permitiendo la efectiva aplicación de sus términos y condiciones, reduciendo este factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

Transmisión y Transformación de Electricidad.

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a la demanda requerida por las empresas distribuidoras del Grupo CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a las demandas inyectadas al sistema de subtransmisión por empresas de generación. En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas del Grupo CGE, por lo tanto, el riesgo asociado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido.

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta las características de un monopolio natural, su operación está regulada por el Estado. 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, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

Sector Gas:

Sin perjuicio que CGE es un actor relevante en el mercado del gas licuado y gas natural en Chile, el peso relativo que poseen estas inversiones, tanto en los resultados como en los dividendos recibidos por la Compañía, son bajos.

Gas Licuado.

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

Por otro lado, el negocio de importación y almacenamiento de gas licuado, actividad desempeñada por la filial GASMAR, opera mediante contratos de venta a las distribuidoras, lo que se traduce en una estabilidad en los flujos de ingresos para la empresa.

El abastecimiento de la materia prima es uno de los factores de riesgo que debe tenerse en cuenta en el negocio de distribución de gas licuado. Sin embargo, GASMAR, principal proveedor de GASCO GLP, tiene la capacidad para minimizar este riesgo al importar el combustible desde distintos países del mundo. Asimismo, las compras nacionales se hacen a Enap a través de embarques provenientes de Cabo Negro, en la Región de Magallanes.

Gas Natural.

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

En relación con el riesgo de precios, esta actividad está expuesta a los riesgos de un negocio vinculado a los precios de los combustibles líquidos y gaseosos, cuyos valores tienen un comportamiento que es propio de commodities transados en los mercados internacionales. Esta situación se ve adicionalmente afectada por la imposición de retenciones a las exportaciones de gas natural decretadas por la autoridad argentina.

El inicio de la operación comercial del Terminal de Regasificación de GNL en Quintero, en su modalidad “fast track”, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre, ha permitido complementar en un alto porcentaje, el gas natural que se recibía desde Argentina. En el nuevo escenario de suministro de gas natural, un evento de situación de emergencia que pudiera implicar una interrupción de suministro a los clientes residenciales y comerciales es altamente improbable.

Riesgos Financieros.

Los negocios en que participan las empresas que componen el Grupo CGE, especialmente aquellas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico en Chile, principal fuente de resultados y flujos para la Compañía, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo, en mercados regulados y con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos.

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.

Riesgo de Tipo de Cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, la Compañía ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera es un 96% en Unidades de Fomento o pesos chilenos y el saldo en moneda extranjera. De este modo, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Riesgo de Tasa de Interés.

El Grupo CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 75% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

La deuda financiera del Grupo CGE se ha estructurado en un 87% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios. El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de deuda que se encuentra radicada en el corto plazo, de la cual el 28% corresponden a efectos de comercio, que por su naturaleza siempre estarán registrados como pasivos corrientes, a pesar de que se refieren a emisiones efectuadas con cargo a líneas a 10 años.