ANALISIS RAZONADO
Por el período de seis meses terminados
al 30 de Junio de 2010

Razón Social: Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.
Rut: 91.143.000-2

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período de seis meses terminado al 30 de junio de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros anuales de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 30 de junio 2010 y 31 de diciembre de 2009, en cambio el Estado de Resultados Integrales al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los ejercicios terminados al 30 de junio de 2010 y 2009.

1. Análisis de las áreas de negocios:

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica y Subsidiaria, participan en el negocio de distribución de energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y Valparaíso y abastece a 339.815 clientes con ventas físicas que alcanzaron a 715,70 GWh al cierre del período enero – junio 2010.

2. Análisis del Estado de Resultados Integrales.

2.1. Estado de Resultado

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2010 30-06-2010 M$	01-01-2009 30-06-2009 M$	Variación M$	Variación %
Ingresos de actividades ordinarias.	70.560.069	84.368.875	(13.808.806)	-16,4%
Costo de ventas	(60.956.924)	(74.828.883)	13.871.959	-18,5%
Ganancia bruta	9.603.145	9.539.992	63.153	0,7%
Otros ingresos, por función.	495.672	1.296.133	(800.461)	-61,8%
Gasto de administración.	(8.442.758)	(5.699.009)	(2.743.749)	48,1%
Otros gastos, por función.	(75.847)	(168.629)	92.782	-55,0%
Otras ganancias (pérdidas).	(1.752.411)	(189.146)	(1.563.265)	826,5%
Ingresos financieros.	6.219	1.774.592	(1.768.373)	-99,6%
Costos financieros.	(1.814.542)	(1.943.813)	129.271	-6,7%
Diferencias de cambio.	0	696	(696)	-100,0%
Resultados por unidades de reajuste.	(781.087)	1.661.442	(2.442.529)	-147,0%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(2.761.609)	6.272.258	(9.033.867)	-144,0%
Gasto por impuestos a las ganancias.	589.194	(1.093.287)	1.682.481	-153,9%
Ganancia (pérdida)	**(2.172.415)**	**5.178.971**	**(7.351.386)**	**-141,9%**

Análisis de Resultados

La ganancia del período antes de impuesto disminuyó en M$ 7.351.386, lo que representa una disminución de un 141,9% con respecto al ejercicio anterior. Esto se explica por una disminución del resultado por unidades de reajuste sobre las deudas en UF, por menores otros ingresos, mayores gastos de administración y menor resultado de otras ganancias (pérdidas), producto del resultado de Juicio arbitral con Colbún S.A., lo que se ve parcialmente compensado por un menor gasto por impuestos a las ganancias.

2.2. Principales Indicadores

A continuación se detallan los principales indicadores físicos y financieros.

Indicadores	Unidad	Jun-10	Jun-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	339.815	331.778	8.037	2,42%
Ventas físicas de energía	GWH	715,70	691,20	24,50	3,54%
Ventas monetarias de energía	MM$	66.102	76.249	-10.147	-13,31%
Compras monetarias de energía y peajes	MM$	-53.907	-63.532	9.625	-15,15%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM$	1.358	10.653	-9.294	-87,25%
Cobertura de gastos financieros	Veces	-0,52	4,23	-4,75	-112,35%
Ingresos Operacionales / Costos Operacionales	Veces	1,00	1,06	-0,06	-5,81%
Utilidad/pérdida por acción	$	-13,70	32,66	-46,36	-141,95%

3. Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1. ACTIVOS

ACTIVOS	30-06-2010 M$	31-12-2009 M$	Variación M$	Variación %
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	1.262.745	3.748.826	(2.486.081)	-66,3%
Otros activos no financieros.	419.872	357.437	62.435	17,5%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	53.392.621	35.831.524	17.561.097	49,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	3.185.256	633.973	2.551.283	402,4%
Inventarios.	996.222	1.174.534	(178.312)	-15,2%
Activos por impuestos.	4.300.564	3.449.166	851.398	24,7%
Total activos corrientes	**63.557.280**	**45.195.460**	**18.361.820**	**40,6%**
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos no financieros.	8.280	8.280	0	0,0%
Derechos por cobrar.	1.878.441	1.400.994	477.447	34,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	29.887	26.406	3.481	13,2%
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	1.928.574	1.930.740	(2.166)	-0,1%
Plusvalía.	99.060.734	99.060.734	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo.	95.080.132	96.723.510	(1.643.378)	-1,7%
Activos por impuestos diferidos.	10.022.075	9.341.270	680.805	7,3%
Total activos no corrientes	**208.008.123**	**208.491.934**	**(483.811)**	**-0,2%**
TOTAL ACTIVOS	**271.565.403**	**253.687.394**	**17.878.009**	**7,0%**

3.2. Análisis Activos

Al 30 de junio de 2010 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M$17.878.009 respecto del ejercicio anterior, de los cuales se debe distinguir:

– Los activos corrientes, presentan un aumento de M$18.361.820, que se debe principalmente a:

- Disminución del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por M$ 2.486.081.
- Aumento de los Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar por M$ 17.561.097, producto de menores recaudaciones de Deudores Comerciales.
- Aumento de M$2.551.283 en cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

– Los activos no corrientes, presentan una disminución de M$483.811, que se debe principalmente a:

- Disminución de M$1.643.378 en Propiedades, Planta y Equipo, producto de desapropiaciones de activos fijos y menores inversiones en relación al gasto por depreciaciones, compensado por el aumento de derechos por cobrar de largo plazo por M$477.447 y aumento de activos por impuestos diferidos por M$680.805.

3.3. Pasivos y Patrimonio Neto

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30-06-2010 M$	31-12-2009 M$	Variación M$	Variación %
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos financieros.	3.985.518	3.801.860	183.658	4,8%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18.879.846	18.379.580	500.266	2,7%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	24.113.505	7.631.627	16.481.878	216,0%
Otras provisiones a corto plazo.	1.302.694	1.132.672	170.022	15,0%
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	199.482	10.677	188.805	1768,3%
Otros pasivos no financieros.	277.909	649.646	(371.737)	-57,2%
Total pasivos corrientes	**48.758.954**	**31.606.062**	**17.152.892**	**54,3%**
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos financieros.	63.027.326	59.096.475	3.930.851	6,7%
Otras provisiones a largo plazo.	634.543	544.120	90.423	16,6%
Pasivo por impuestos diferidos.	268.764	258.146	10.618	4,1%
Provisiones por beneficios a los empleados.	6.061.816	6.154.192	(92.376)	-1,5%
Total pasivos no corrientes	**69.992.449**	**66.052.933**	**3.939.516**	**6,0%**
TOTAL PASIVOS	**118.751.403**	**97.658.995**	**21.092.408**	**21,6%**
PATRIMONIO NETO				
Capital emitido.	121.599.631	121.599.631	0	0,0%
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	18.207.555	20.776.785	(2.569.230)	-12,4%
Otras reservas.	13.002.153	13.647.967	(645.814)	-4,7%
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	**152.809.339**	**156.024.383**	**(3.215.044)**	**-2,1%**
Participaciones no controladoras.	4.661	4.016	645	16,1%
Total patrimonio	**152.814.000**	**156.028.399**	**(3.214.399)**	**-2,1%**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**271.565.403**	**253.687.394**	**17.878.009**	**7,0%**

3.4. Análisis Pasivos y Patrimonio Neto

Al 30 de junio de 2010 los Pasivos Totales y Patrimonio Neto aumentaron en M$ 17.878.009 respecto al ejercicio de 2009, es decir 7,0%, la cual es explicado principalmente por:

Los pasivos corrientes presentan un aumento de M$17.152.892, explicado principalmente por:

- Aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas por M$ 16.481.878, debido principalmente al aumento de la cuenta corriente mercantil con la matriz CGE.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento de M$3.939.516, explicado principalmente por:

- Aumento de los Pasivos financieros No corrientes de M$3.930.851, debido al aumento de préstamos bancarios, compensados parcialmente por la disminución de obligaciones con el público (bonos).

Respecto del Patrimonio, cabe señalar que éste disminuyó en M$ 3.214.399 respecto de 2009. Esta variación se explica principalmente por la pérdida del período ascendente a M$ 2.569.230 incrementado por una disminución de M$ 645.814 en Otras Reservas.

3.5. Principales Indicadores

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

Indicadores	Unidad	Jun-10	Jun-09	Variación	Variación %
Liquidez corriente	Veces	1,30	1,43	-0,13	-8,84%
Razón ácida	Veces	1,19	1,28	-0,09	-6,92%
Deuda / patrimonio	Veces	0,78	0,63	0,15	24,16%
Deuda corto plazo / deuda total	%	41,06	32,36	8,70	26,87%
Deuda Largo plazo / deuda total	%	58,94	67,64	-8,70	-12,86%
Deuda bancaria / deuda total	%	8,36	6,78	1,57	23,21%
Obligaciones con el público / deuda total	%	56,43	64,41	-7,97	-12,38%
Rentabilidad del patrimonio	%	-1,39	3,35	-4,74	-141,59%
Rendimiento de activos operacionales	%	-1,05	2,61	-3,65	-140,19%

3.5.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a junio de 2010 es de 1,30 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 0,13 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el mayor aumento de los pasivos corrientes (cuentas por pagar a relacionadas principalmente) en relación al aumento de los activos corrientes (deudores comerciales principalmente).

3.5.2 Razón ácida

La razón ácida presenta una disminución de 0,09 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el mayor aumento de los pasivos corrientes (cuentas por pagar a relacionadas principalmente) en relación al aumento de los activos corrientes (deudores comerciales principalmente).

3.5.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,78 veces a junio de 2010. El aumento se debe principalmente a un incremento en los pasivos exigibles (cuentas por pagar a relacionadas y préstamos bancarios principalmente) y a la disminución del patrimonio producto de la pérdida del ejercicio.

3.5.4 Cobertura de gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de -0,52 veces y presenta una disminución 4,75 veces, lo que se explica principalmente por un menor resultado antes de impuesto del período debido a la pérdida del ejercicio.

4. Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1. Análisis de Flujos de Efectivo}

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2010 30-06-2010 M$	01-01-2009 30-06-2009 M$	Variación M$	Variación M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.915.857)	5.785.596	(23.701.453)	-409,7%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(873.487)	(2.232.370)	1.358.883	-60,9%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	16.303.263	(4.106.929)	20.410.192	-497,0%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**(2.486.081)**	**(553.703)**	**(1.932.378)**	**349,0%**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	3.748.826	2.952.788	796.038	27,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	**1.262.745**	**2.399.085**	**(1.136.340)**	**-47,4%**

La Sociedad ha generado durante el período enero a junio de 2010, un flujo neto negativo del período de M$2.486.081, inferior en M$1.932.378 con respecto al mismo período del año 2009, donde se obtuvo un flujo negativo de M$553.703, el que está compuesto de la siguiente forma:

Las actividades de la operación generaron una variación neta negativa de M$23.701.453, producto fundamentalmente de los menores Importes cobrados a Clientes por M$33.288.446, compensados parcialmente por menores pagos a Proveedores por M$10.009.304.

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de M$1.358.883 que se explica fundamentalmente por las menores incorporaciones de propiedades, planta y equipo del período a junio de 2010.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de M$20.410.192, originado principalmente por financiamiento neto de entidades relacionadas por M$23.462.518 compensados parcialmente por Importes procedentes de préstamos por M$3.824.919.

Considerando el saldo inicial de efectivo de M$ 3.748.826 y el flujo neto negativo total del período a junio de 2010 de M$2.486.081, el saldo final de efectivo es de M$ 1.262.745.

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.

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

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

En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la XV, I y II regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal-Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población.

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

5.1.1.- Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico.

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

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

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

5.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad.

La cobertura geográfica que posee Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. En efecto, las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el

origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y su subsidiaria Energía del Limarí S.A. (ENELSA), distribuyen energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y de Valparaíso y abastecen a 339.815 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 715,7 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y junio de 2010.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica ha crecido en forma sostenida en los últimos años, impulsada por el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

En Chile, como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a otros 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.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, la Sociedad cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún S.A. se mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2020. No obstante dicho plazo, Colbún tendrá la opción de poner término anticipado a los contratos en determinadas fechas. El primer subperíodo del contrato termina el 30 de abril 2015 y el segundo el 30 de abril 2020.; y con la empresa Eléctrica Guacolda S.A. se mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, con el que la Sociedad abastece al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como la de Valparaíso.

A contar del 1 de enero de 2010 la subsidiaria ENELSA, ha suscrito contratos de suministro de energía y potencia con Endesa con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019 y dos contratos con la empresa Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

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 monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación

de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Nº 327 - 1997 del Ministerio de Minería) y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD).

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

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

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% ± 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El valor agregado de distribución remunera:

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

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

i) Precios de servicios asociados al suministro.

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

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

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

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

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

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

5.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participan CONAFE y su subsidiaria, 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 S.A., matriz de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica 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 2010, la deuda financiera de CONAFE alcanzó a M$66.765.381, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	30-06-2010		31-12-2009	
	M$	%	M$	%
Deuda en Pesos o UF	60.173.827	90,13%	56.273.934	90,20%
Deuda en US$, pesificada mediante derivados	6.591.554	9,87%	6.114.297	9,80%
Deuda en US$ u otra moneda extranjera	0	0,00%	0	0,00%
Total	**66.765.381**	**100%**	**62.388.231**	**100%**

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

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US$ 12 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.

En relación a la deuda en dólares por US$ 12.000.000 que tiene asociada un cross currency swap, se fijó el capital al momento de la contratación de éstos en UF 299.702. La deuda por bonos vigente al 30 de junio de 2010 alcanza a UF 2.647.059 (UF 2.735.294 al 30 de junio de 2009).

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento debido a la variación del valor de la UF, se observa un impacto negativo en resultados de M$764.036 (M$1.576.832 de mayor resultado al 30 de junio de 2009).

	UF	M$
Al 31/12/2009	2.946.761	61.713.662
Al 30/06/2010	2.946.761	62.477.698
Resultados por unidades de Reajuste		**(764.036)**

	UF	M$
Al 31/12/2008	3.034.996	65.108.464
Al 30/06/2009	3.034.996	63.531.632
Resultados por unidades de Reajuste		**1.576.832**

5.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía mantiene el 92,53% 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$624.772 para el período concluido al 30 de junio de 2010 (M$635.316 al 30 de junio de 2009).

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, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 92,53% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

	30-06-2010		31-12-2009	
	M$	%	M$	%
Deuda a Tasa fija	55.183.602	82,65%	56.273.934	90,20%
Deuda a tasa fija mediante derivados	6.591.554	9,87%	6.114.297	9,80%
Deuda tasa variable	4.990.225	7,47%	0	0%
Total deuda financiera	**66.765.381**	**100%**	**62.388.231**	**100%**

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la deuda, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M$ 360.200 de mayor gasto por intereses durante el ejercicio 2010.

5.2.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en La Sociedad, 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, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y que representa el 8% de la deuda.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses.

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2009	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	122.260	6.241.918				6.364.178
Bonos	6.148.879	11.821.178	16.516.260	19.773.805	22.983.642	77.243.764
Total	**6.271.139**	**18.063.096**	**16.516.260**	**19.773.805**	**22.983.642**	**83.607.942**
	8%	**22%**	**20%**	**24%**	**27%**	**100%**

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 30-06-2010	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	419.527	11.888.870				12.308.397
Bonos	6.143.802	11.805.124	16.481.413	19.691.997	20.948.313	75.070.649
Total	**6.563.329**	**23.693.994**	**16.481.413**	**19.691.997**	**20.948.313**	**87.379.046**
	8%	**27%**	**19%**	**23%**	**24%**	**100%**

5.2.4.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo:

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga

a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

5.2.4.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes:

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos la Sociedad.

5.2.5.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En la actividad de distribución de electricidad el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

La siguiente tabla muestra la diversificación por tipo de clientes:

	30-06-2010		31-12-2009	
	Ventas	**Cantidad de Clientes**	**Ventas**	**Cantidad de Clientes**
Residencial	34%	316.397	35%	313.369
Industrial	22%	792	20%	780
Comercial	24%	13.242	26%	13.083
Otros	19%	9.384	19%	9.316
Total	**100%**	**339.815**	**100%**	**336.548**

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de la Compañía es levemente superior a 3 meses de ventas en el año 2009 y 5 meses en lo que va del año 2010, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo del 2,6% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-06-2010 M$	31-12-2009 M$
Ingresos Operacionales	70.560.069	157.882.622
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	58.879.082	39.263.289
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	3.608.020	3.079.080
Rotación cuentas por cobrar (meses)	**5,0**	**3,0**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales (anualizados)	**2,6%**	**2,0%**

5.2.6.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 30.06.10 M$	Valor de Mercado Deuda al 30.06.10 M$	Diferencia (%)
Bonos	55.183.602	58.657.729	6%
Bancos	11.581.779	11.194.689	-3%
Total	**66.765.381**	**69.852.418**	**5%**

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.09 M$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.09 M$	Diferencia (%)
Bonos	56.273.934	57.701.816	3%
Bancos	6.114.297	5.816.650	-5%
Total	**62.388.231**	**63.518.466**	**2%**

5.3.- Control interno.

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