Rut : 96.541.920-9
Ejercicio : 01-01-2009 al 31-12-2009
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros 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.

La fecha de transición de la Sociedad es el 1° de enero de 2008, por lo tanto la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA S.A.) ha reexpresado sus estados financieros de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción es el 1° de enero de 2009.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados y el Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008.

1. ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS

ELECDA S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la II Región de Chile. Al 31 de diciembre de 2009, ELECDA S.A. suministra energía eléctrica directamente a 147.669 clientes. Es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y participa del negocio de subtransmisión, pero su foco está principalmente en el negocio de distribución de electricidad. Al cierre del presente ejercicio, las ventas físicas de ELECDA S.A. alcanzaron 736 GWh, lo que significa un crecimiento de 1,9%.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 31 de diciembre 2009 muestran un incremento de un 4,6% respecto al ejercicio anterior, alcanzando una utilidad de M$ 6.227.260, lo que equivale a una mayor utilidad de M$ 273.170.

Resumido (M$)	31-Dic-09	31-Dic-08	Var.	Var. %
Ventas de Energía	85.305.097	64.640.449	20.664.648	32,0%
Compras de Energía	(71.059.006)	(49.817.839)	(21.241.167)	42,6%
Margen de Energía	**14.246.091**	**14.822.610**	**(576.519)**	**(3,9%)**
Ingresos Otros Negocios	6.007.634	6.513.650	(506.016)	(7,8%)
Costos Otros Negocios	(2.934.412)	(3.815.377)	880.965	(23,1%)
Margen Otros Negocios	**3.073.222**	**2.698.273**	**374.949**	**13,9%**
Margen Bruto	**17.319.313**	**17.520.883**	**(201.570)**	**(1,2%)**
Costos de Administración y O&M	(8.477.666)	(7.350.387)	(1.127.279)	15,3%
Resultado Operacional sin Depreciación	**8.841.647**	**10.170.496**	**(1.328.849)**	**(13,1%)**
Depreciación	(1.881.701)	(1.748.675)	(133.026)	7,6%
Resultado Operacional	**6.959.946**	**8.421.821**	**(1.461.875)**	**(17,4%)**
Ingresos Financieros	1.276.286	927.566	348.720	37,6%
Gastos Financieros	(1.268.453)	(971.812)	(296.641)	30,5%
Resultado Empresas Relacionadas	138.522	68.000	70.522	103,7%
Otros Ingresos / (Gastos)	(204.374)	(38.149)	(166.225)	435,7%
Resultados por Unidades de Reajuste	478.617	(1.626.215)	2.104.832	-
Utilidad Antes de Impuestos	**7.380.544**	**6.781.211**	**599.333**	**8,8%**
Impuestos	(1.153.284)	(827.121)	(326.163)	39,4%
Utilidad neta	**6.227.260**	**5.954.090**	**273.170**	**4,6%**

2.1 Análisis de Resultados

La utilidad del ejercicio antes de impuestos fue de M$ 7.380.544, lo que representan un aumento de un 8,8% (M$ 599.333) respecto al año anterior. Esta diferencia se explica principalmente por:

- Menor margen bruto de M$ 201.567, lo que representa una disminución de un 1,2% respecto al año anterior. Esta disminución se produce por un menor margen de energía de M$ 576.519 debido a un efecto desfavorable por la entrada en vigencia del nuevo decreto de subtransmisión, que se traduce en menores ingresos de subtransmisión de M$ 398.528 y por un menor margen de negocio masivo $100.765; lo anterior compensado por una mayor actividad en obras y servicios a terceros de M$ 415.666 y por un aumento en el margen de los servicios regulados de M$ 37.756 (arriendo de medidores: M$ 30.325, apoyos mutuos: M$ 18.258, menor margen venta de empalmes $ 25.626 y otros $ 14.800).

- Mayores gastos de administración de M$ 1.127.279 debido a una mayor dotación de M$ 429.147, a un mayor gasto en servicios contratados de M$ 340.282 (apoyo celadores M$ 123.986, comercial M$ 105.826, mantenimiento M$ 64.007 y control de pérdidas $41.998), servicios de empresas relacionadas $287.617 y compensaciones de M$ 92.446.

- Mayor resultado por los otros ingresos y/o gastos de operación de M$ 1.990.686, producido principalmente por el resultado positivo de las unidades de reajuste de M$ 2.104.832 sobre las deudas en UF producto de la variación negativa de ésta.

2.2 Principales Indicadores

	Unidad	31-Dic-09	31-Dic-08	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	147.669	142.908	4.761	3,3%
Ventas físicas de energía	GWH	736	722	14	1,9%
Ventas monetarias de energía	M$	85.305.097	64.640.449	20.664.649	32,0%
Compras monetarias de energía y peajes	M$	(71.059.006)	(49.817.839)	(21.241.167)	42,6%
R.A.I.I.D.A.I.E.	M$	10.530.700	9.501.698	1.029.002	10,8%
Cobertura de gastos financieros	Veces	6,97	10,46	(3,49)	(33,4%)
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,15	1,23	(0,08)	(6,1%)
Utilidad por acción	$	34,44	32,93	1,51	4,6%

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Los activos y pasivos de la empresa han sido valorizados y presentados de acuerdo a las normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas de los Estados Financieros.

La variación del balance general durante el ejercicio se detalla a continuación:

	31-Dic-09	31-Dic-08	Variación Dic-09/Dic-08	
Activos				
Activos Corrientes	16.677.601	17.347.745	(670.144)	(3,9%)
Activos No Corrientes	55.646.364	54.358.791	1.287.573	2,4%
Total Activos	**72.323.965**	**71.706.536**	**617.429**	**0,9%**
Pasivos				
Pasivos Corrientes	21.542.274	17.361.111	4.181.163	24,1%
Pasivos No Corrientes	15.710.161	22.562.054	(6.851.893)	(30,4%)
Interés Minoritario	-	-	-	-
Patrimonio	35.071.530	31.783.371	3.288.159	10,3%
Total Pasivos	**72.323.965**	**71.706.536**	**617.429**	**0,9%**

3.1 Activos

Los activos totales de la Sociedad, como se muestra en el cuadro anterior, presentan un aumento de M$ 617.429, equivalente a un 0,9% en relación a diciembre de 2008. Las principales variaciones se detallan a continuación:

- Los activos corrientes tuvieron una disminución de M$ 670.144 respecto al año anterior, explicado principalmente por:

- Disminución en los impuestos por recuperar de M$ 843.478, debido a la recuperación de impuestos del año anterior, junto a una disminución en inventarios de M$ 153.191.

- Lo anterior compensado por un aumento en efectivo y equivalentes a efectivo de M$ 256.257 y en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de M$ 69.383.

- Los activos no corrientes tuvieron una variación positiva de M$ 1.287.573 respecto al ejercicio anterior, explicado por:

- Un aumento de M$ 1.533.118 en propiedades, planta y equipos, que se debe principalmente a las inversiones necesarias para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad del servicio exigida por la autoridad.

- Una disminución en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de M$ 233.546.

3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio), presenta una disminución de M$ 617.429, equivalente a un 0,9%, respecto al año anterior. Las principales variaciones se detallan a continuación:

– Los pasivos corrientes aumentan en M$ 4.181.163 equivalente a un 24,1%, explicado principalmente por:

- Aumento en los préstamos de M$ 6.525.745, por la reclasificación de largo plazo a corto plazo de las obligaciones con bancos.

- Disminución en las cuentas por pagar a entidades relacionadas de M$ 1.592.355, debido al pago de dividendos y pago de cuenta corriente mercantil corto plazo.

- Disminución de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar de M$ 573.568, explicado principalmente por pago a proveedores.

- Disminución en otros pasivos corrientes de M$ 187.282, correspondiente a dividendos no cobrados.

– Los pasivos no corrientes presentan una disminución respecto al ejercicio anterior de M$ 6.851.893, principalmente por:

- Una disminución en los préstamos de M$ 6.841.448, por la reclasificación de largo plazo a corto plazo y la disminución de la UF, que afectan directamente a dichas operaciones reajustables.

- Disminución de los pasivos por impuestos diferidos de M$ 170.906.

- Aumento en los beneficios post empleo de M$ 233.622, fundamentalmente por la aplicación de los cálculos actuariales en las provisiones de indemnización por años de servicio.

– En relación al patrimonio, este aumentó en M$ 3.288.159, equivalente a un 10,3% respecto al 2008. Esta variación se explica por un incremento en las utilidades acumuladas de M$ 2.114.018 (netas de dividendos provisorios) y por el aumento de otras reservas de M$ 1.174.141.

3.3 Indicadores

Indicador	31-Dic-09	31-Dic-08
Liquidez Corriente: Activos corrientes / Pasivos corrientes	0,77	1,00
Razón Ácida: (Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	0,77	0,98
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	1,06	1,26
Cobertura de gastos Financieros: (Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	6,82	7,98
Deuda Corto plazo (%): Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	0,58	0,43
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	0,42	0,57
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	18,63%	22,14%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	8,65%	9,36%
Retorno de Dividendos (%): Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción	4,72%	6,67%

3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2009 es de 0,77 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 0,23 veces respecto al año anterior. Esto se debe a que el pasivo corriente aumentó en mayor magnitud que el activo corriente, principalmente por la reclasificación de los préstamos de largo plazo a corto plazo.

3.3.2 Razón ácida

La razón ácida es de 0,77 a diciembre de 2009, valor similar al de la liquidez corriente, debido principalmente a que los inventarios no tienen una presencia significativa dentro los activos corrientes.

3.3.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,06 veces a diciembre de 2009 y tiene una variación negativa de 0,2 que se debe principalmente al aumento en patrimonio por el incremento en las utilidades acumuladas.

3.3.4 Cobertura gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de 6,82 veces, lo que significa una disminución de 1,16 respecto al ejercicio anterior que se explica por un aumento en la tasa de las deudas que generan intereses.

3.3.5 Deuda a corto y largo plazo

La deuda de corto plazo aumenta respecto al ejercicio anterior, principalmente por un aumento en los préstamos, debido a la reclasificación de la deuda de largo a corto plazo. Por otro lado, la deuda a largo plazo disminuye por el mismo efecto de reclasificación.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad ha generado durante el ejercicio 2009 un flujo neto de efectivo de M$ 256.257, superior en M$ 139.148 respecto al ejercicio anterior, donde se obtuvo un flujo de M$ 117.109, y esta constituido de la siguiente forma:

	31-Dic-09	31-Dic-08	Variación	
	M$	M$	M$	%
Flujos utilizados en la Operación	10.119.584	8.068.977	2.050.607	25,4%
Flujos utilizados en Financiamiento	(5.911.185)	(3.172.376)	(2.738.809)	86,3%
Flujos utilizados en Inversión	(3.952.142)	(4.718.492)	766.350	(16,2%)
Flujos neto del periodo	256.257	178.109	78.148	43,9%
Efecto inflación sobre el efectivo	-	-	-	-
Saldo inicial de efectivo	859.281	681.172	178.109	26,1%
Saldo Final de Efectivo	1.115.538	859.281	256.257	29,8%

4.1 Flujo Operacional

El flujo operacional presenta un flujo neto mayor en comparación al ejercicio 2008 de M$ 2.050.607, producido principalmente por un aumento en las recaudaciones, a causa de los deudores relacionados con la energía, compensado con el pago de los proveedores y contratistas.

4.2 Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M$ 2.738.809, generada esencialmente por la disminución en la obtención, pagos de préstamos, y menor pago de dividendos.

4.3 Flujo de Inversión

El flujo de inversión presenta un aumento en comparación con el ejercicio anterior de M$ 766.350, que se explica principalmente por una menor incorporación de activos fijos eléctricos.

5.-POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y subtransmisión 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.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELECDA S.A. participa en el negocio de la subtransmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de ELECDA S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL Nº 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

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

importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

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

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

5.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

ELECDA S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 147.669 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 736 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2009.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador GasAtacama. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el cuarto trimestre de 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con Edelnor con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Cabe mencionar que la porción del SIC en que participa ELECDA S.A. cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2020 y 2024, respectivamente. En el intertanto, es abastecida de acuerdo a lo establecido en las disposiciones transitorias de la normativa vigente, que le permite comprar a precio regulado al conjunto de generadores del sistema.

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 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.
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 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.
Precios
El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita

territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.
El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto se encuentra contenido en el DFL Nº 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 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 2012 en el SING y de 2010 en el SIC, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.
La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.
La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% ± 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.
Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

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

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

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

Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.
El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Nº 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.

5.1.3.- Mercado de transmisión de electricidad.

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios.

ELECDA S.A., en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.
Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La Tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.
El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 9 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley Nº 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL Nº 4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.
Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.
Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de subtransmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

5.2.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE, del cual es parte la Sociedad, 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, CGE, Sociedad Controladora, 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, la deuda financiera de ELECDA S.A. alcanzó a M$ 19.658.907, la que se encuentra denominada en unidades de fomento.

2009	M$	%
Deuda en pesos o UF	19.658.907	100%
Total deuda financiera	**19.658.907**	**100%**

2008	M$	%
Deuda en pesos o UF	19.974.610	100%
Total deuda financiera	**19.974.610**	**100%**

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el cuarto trimestre, se observa un impacto positivo de M$ 472.890.

2009	UF	M$
Al 31/12/08	927.800	19.903.694
Al 31/12/09	927.800	19.430.804
Resultado por unidad de reajuste		472.890

2008	UF	M$
Saldo inicial $ Enero 2008	927.800	18.297.573
Al 31/12/08	927.800	19.903.694
Resultado por unidad de reajuste		(1.606.121)

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la Unidad de Fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso o una pérdida de M$ 194.308 para el ejercicio recién concluido.

5.2.2.- Riesgo de Tasa de Interés.

Elecda S.A. posee el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

2009	M$	%
Deuda a tasa variable	19.658.907	100%
Total deuda financiera	**19.658.907**	**100%**

2008	M$	%
Deuda a tasa variable	19.974.610	100%
Total deuda financiera	**19.974.610**	**100%**

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M$ 194.308 de mayor gasto por intereses.

5.2.3.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

El riesgo de liquidez en ELECDA 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 del Grupo 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 Sociedad 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.

La deuda financiera de ELECDA S.A. se ha estructurado en un 65% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M$ Al 31/12/2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	6.979.996	13.105.443	20.085.439
Total	**6.979.996**	**13.105.443**	**20.085.439**
	35%	**65%**	**100%**

M$ Al 31/12/2008	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	566.518	20.517.648	21.084.166
Total	**566.518**	**20.517.648**	**21.084.166**
	3%	**97%**	**100%**

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 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 el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros	Valor Libro al 31/12/2009 M$	Valor Justo al 31/12/2009 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	19.658.907	19.774.423	0,6%

Pasivos Financieros	Valor Libro al 31/12/2008 M$	Valor Justo al 31/12/2008 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	19.974.610	18.846.222	-5,6%

5.2.5.- Riesgo de Crédito.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.
El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los dos clientes más grandes representan solamente un 6,7% y un 4,9% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2009	Ventas	Clientes
Residencial	42,22%	138.316
Industrial	25,49%	543
Comercial	27,20%	7.440
Otros	5,09%	1.370
Total	**100,00%**	**147.669**
2008	**Ventas**	**Clientes**
Residencial	42,79%	133.834
Industrial	26,65%	531
Comercial	25,79%	7.249
Otros	4,77%	1.294
Total	**100,00%**	**142.908**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 42% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su 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.

5.2.6.- Riesgo de Liquidez.

5.2.6.1.- 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. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las 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 el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.
Para el período enero – diciembre de 2009, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 64% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

5.2.6.2.- Efecto en Flujo de Caja por Cambios en el perfil de pago de los clientes.

Producto de la crisis económica sufrida en el 2009, se observó 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. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las 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 en la Sociedad.

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.