Rut : 96.541.920-9
Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010
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 2010

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2010, 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.

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 2010 y 31 de diciembre de 2009.

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 2010, ELECDA S.A. suministra energía eléctrica directamente a 152.176 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 745 GWh, lo que significa un crecimiento de 1,8% respecto al mismo ejercicio del año anterior.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 31 de Diciembre 2010 muestran una disminución de un 23,4% respecto al ejercicio anterior, alcanzando una utilidad de M$ 4.769.443, lo que equivale a una menor utilidad de M$ 1.457.817.

2.1. Estado de Resultados

Resumido (M$)	31-dic-10	31-dic-09	Var.	Var. %
Ventas de Energía	72.341.417	85.305.097	(12.963.680)	(15,2%)
Compras de Energía	(56.587.503)	(71.059.006)	14.471.503	(20,4%)
Margen de Energía	**15.753.914**	**14.246.091**	**1.507.823**	**10,6%**
Ingresos Otros Negocios	4.204.446	6.007.636	(1.803.190)	(30,0%)
Costos Otros Negocios	(1.533.876)	(2.934.412)	1.400.536	(47,7%)
Margen Otros Negocios	**2.670.570**	**3.073.224**	**(402.654)**	**(13,1%)**
Margen Bruto	**18.424.484**	**17.319.315**	**1.105.169**	**6,4%**
Costos de Administración y O&M	(10.136.306)	(8.477.667)	(1.658.639)	19,6%
Resultado Operacional sin Depreciación	**8.288.178**	**8.841.648**	**(553.470)**	**(6,3%)**
Depreciación	(1.842.553)	(1.881.701)	39.148	(2,1%)
Resultado Operacional	**6.445.625**	**6.959.947**	**(514.322)**	**(7,4%)**
Ingresos Financieros	688.713	1.276.285	(587.572)	(46,0%)
Gastos Financieros	(913.960)	(1.268.453)	354.493	(27,9%)
Resultado empresas relacionadas	(186.750)	138.523	(325.273)	(234,8%)
Otros Ingresos / (Gastos)	(37.610)	(204.374)	166.764	(81,6%)
Resultados por Unidades de Reajuste	(288.639)	478.616	(767.255)	(160,3%)
Utilidad Antes de Impuestos	**5.707.379**	**7.380.544**	**(1.673.165)**	**(22,7%)**
Impuestos	(937.936)	(1.153.284)	215.348	(18,7%)
Utilidad neta	**4.769.443**	**6.227.260**	**(1.457.817)**	**(23,4%)**

2.2 Análisis de Resultados

La utilidad del ejercicio antes de impuestos fue de M$ 5.707.379, lo que representa una disminución de un 22,7%, respecto al ejercicio anterior. La disminución de M$ 1.673.165, se explica principalmente entre otros factores por:

Mayor margen bruto de M$ 1.105.169, lo que representa un aumento de un 6,4% respecto al ejercicio anterior.

- Mayor margen de energía de M$ 1.507.823 debido a una mayor venta física de 1,8%.

- Disminución del margen de otros negocios M$ 402.654, el que se compone por:

  Menor margen en servicios regulados M$ 436.927 producto de la entrada del decreto supremo N° 197, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 4 de diciembre de 2009, en que se fijaron las nuevas tarifas para los servicios asociados (menor margen en apoyo de postes M$ 338.562, en arriendo de medidores M$ 151.410, y en pago fuera de plazo M$ 51.526, compensado con mayor venta de empalmes por M$ 10.588 y con un mayor corte y reposición por deuda M$ 93.436).

  Mayor margen de servicios no regulados M$ 34.273 (mayor margen de otros no relacionados M$ 51.014, mayor margen en obras y servicios a terceros de M$ 18.290, compensado con un menor margen de negocio masivo M$ 35.031).

Mayores gastos de administración de M$ 1.658.639 debido a:

- Mayor gasto de personal por dotación de M$ 100.932.

- Mayor gasto en servicios informáticos M$ 631.507, mayor gasto comercial M$ 266.185, mayor gasto en administración M$ 226.277, compensaciones M$ 126.120, mantención M$ 118.930, clientización M$ 99.582, donaciones M$ 57.705, y capacitación M$ 34.194.

Menor resultado por otros ingresos y/o gastos de operación de M$ 1.158.843 debido a:

- Variación negativa de las unidades de reajuste M$ 767.255 sobre las deudas en UF producto de la variación positiva de ésta.

- Menores ingresos por intereses por pagos fuera de plazo por M$ 587.572.

- Menores resultados de empresas relacionadas por M$ 325.273.

- Disminución en los otros gastos por M$ 166.764 compuesto por un mayor ingreso por revalorización de las propiedades de inversión M$ 362.285, menor castigo activo fijo M$ 102.236, compensado con menores ingresos fuera de explotación M$ 335.357, debido principalmente al ingreso por la venta del negocio retail M$ 352.000 durante el ejercicio anterior.

- Menor gasto financiero por menores tasas M$ 354.493.

2.3 Principales Indicadores

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Indicador	Unidad	31-dic-10	31-dic-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	152.176	147.669	4.507	3,1%
Ventas físicas de energía	GWH	745	732	13,3	1,8%
Ventas monetarias de energía	M$	72.341.417	85.305.097	(12.963.680)	(15,2%)
Compras monetarias de energía y peajes	M$	(56.587.503)	(71.059.006)	14.471.503	(20,4%)
R.A.I.I.D.A.I.E.*	M$	8.463.892	10.530.697	(2.066.805)	(19,6%)
Cobertura de gastos financieros	Veces	9,07	6,97	2,10	30,1%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,32	1,23	0,08	6,7%
Utilidad por acción	$	26,38	34,44	(8,06)	(23,4%)

*R.A.I.I.D.A.I.E: Resultado antes de impuestos, intereses, depreciación, amortización e ítems extraordinarios.

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 estado de situación, durante el ejercicio se detalla a continuación:

	31-dic-10	31-dic-09	Variación	dic-10 / dic-09
Activos				
Activos Corrientes	16.000.368	16.677.601	(677.233)	(4,1%)
Activos No Corrientes	62.074.473	55.646.364	6.428.109	11,6%
Total Activos	**78.074.841**	**72.323.965**	**5.750.876**	**8,0%**
Pasivos				
Pasivos Corrientes	9.719.047	21.542.274	(11.823.227)	(54,9%)
Pasivos No Corrientes	27.470.603	15.710.161	11.760.442	74,9%
Patrimonio	40.885.191	35.071.530	5.813.661	16,6%
Total Pasivos	**78.074.841**	**72.323.965**	**5.750.876**	**8,0%**

3.1 Activos

Los activos totales de la Sociedad, como se muestra en el cuadro anterior, presentan un aumento de M$ 5.750.876, equivalente a un 8,0% en relación a diciembre de 2009. Las principales variaciones se detallan a continuación:

Los activos corrientes tuvieron una disminución de M$ 677.233 respecto a diciembre de 2009, explicado principalmente por:

- Disminución de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar M$ 3.141.605, debido al menor ingreso por ventas energía y otros negocios.

- Disminución de inventarios por M$ 132.108, debido a traspaso de materiales a empresas relacionadas.

- Aumento de las cuentas por cobrar a empresas relacionadas de M$ 2.644.366, debido a un mayor traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz.

- Aumento en efectivo y equivalentes a efectivo de M$ 32.534 y otros activos no financieros por M$ 8.614, compensado con una disminución de los activos por impuestos por M$ 89.034.

Los activos no corrientes tuvieron una variación positiva de M$ 6.428.109 respecto diciembre de 2009, explicado por:

- Un aumento de M$ 6.504.287 en propiedades, plantas y equipos, aumento explicado por las inversiones netas de la depreciación y retiros del período.

- Una aumento en las propiedades de inversión por M$ 362.285.

- Disminución en inversiones contabilizadas utilizando el método de la partición M$ 284.401.

- Menores derechos por cobrar por M$ 153.049, principalmente por convenios.

3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio), presenta un aumento de M$ 5.750.876, equivalente a un 8,0%, respecto a diciembre de 2009. Las principales variaciones se detallan a continuación:

Los pasivos corrientes disminuyen en M$ 11.823.227 equivalente a un 54,9%, explicado principalmente por:

- Disminución en los préstamos de M$ 6.455.580, principalmente por refinanciamiento de deuda a largo plazo.

- Disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas por M$ 3.790.460, explicado principalmente por el pago de cuenta corriente mercantil corto plazo a sociedad matriz.

- Disminución en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por M$ 1.267.778, principalmente por menores deudas a proveedores de energía y terceros.

- Disminución de otras provisiones a corto plazo por M$ 55.838 por mayor provisión de eventualidades

- Aumento de otros pasivos no financieros por M$ 253.571, principalmente por mayores ingresos diferidos respecto al año anterior.

- Otras provisiones a corto plazo M$ 55.838.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento respecto a diciembre de 2009 de M$ 11.760.442, principalmente por:

- Un aumento en los préstamos de M$ 10.823.738, principalmente por refinanciamiento de deuda a largo plazo.

- Aumento en pasivos por impuestos diferidos M$ 736.225, por depreciación acelerada.

- Aumento de otros pasivos no financieros M$ 549.017, por valor actuarial personal.

- Disminución en provisiones por beneficios a los empleados M$ 351.179, 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$ 5.813.661, equivalente a un 16,6% respecto a diciembre de 2009. Esta variación se explica por un incremento en las utilidades acumuladas de M$ 2.960.312 y aumento de otras reservas por M$ 2.853.349, principalmente en la reserva de revalorización de activo fijo.

3.3 Indicadores

Indicador	31-12-2010	31-12-2009
Liquidez Corriente: Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,65	0,77
Razón Ácida: (Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	1,65	0,77
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,91	1,06
Retorno de Dividendos (%): Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción	4,12%	5,67%
Deuda Corriente (%): Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	26,13%	57,83%
Deuda No Corriente (%): Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	73,87%	42,17%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	12,56%	18,8%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	6,34%	8,7%
Cobertura de gastos Financieros: (Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	7,24	6,82

3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2010 es de 1,65 veces, lo que representa un aumento de este coeficiente en 0,88 veces respecto a diciembre de 2009. Esto se debe a que el pasivo corriente disminuyó en mayor magnitud que el activo corriente, principalmente por la reclasificación de los préstamos de corto plazo a largo plazo.

3.3.2 Razón ácida

La razón ácida es de 1,65 a diciembre de 2010, 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 0,91 veces a diciembre de 2010 y tiene una variación de 0,15 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 7,24 veces, lo que significa un aumento de 0,42 respecto al ejercicio anterior.

3.3.5 Deuda corriente y no corriente

La deuda corriente disminuye respecto a diciembre de 2009, debido a la reclasificación de la deuda corriente a deuda no corriente. La deuda no corriente tiene un efecto de aumento por dicha reclasificación además de haber tomado un nuevo pasivo en el ejercicio.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad ha generado durante el ejercicio 2010 un flujo neto positivo de efectivo de M$ 32.534, menor en M$ 223.724 respecto al ejercicio anterior, y está constituido de la siguiente forma:

	31-dic-10	31-dic-09	Variación	
	M$	M$	M$	%
Flujos utilizados en la Operación	7.854.120	10.280.291	(2.426.171)	(23,6%)
Flujos utilizados en Financiamiento	(1.073.691)	(5.899.323)	4.825.632	(81,8%)
Flujos utilizados en Inversión	(6.747.895)	(4.124.710)	(2.623.185)	63,6%
Flujos neto del ejercicio	32.534	256.258	(223.724)	(87,3%)
Saldo inicial de efectivo	1.115.538	859.280	256.258	29,8%
Saldo Final de Efectivo	**1.148.072**	**1.115.538**	**32.534**	**2,9%**

4.1 Flujo Operacional

El flujo operacional presenta un flujo neto menor en comparación al ejercicio 2009 de M$ 2.426.171, producido principalmente por menores pagos a proveedores, contratistas e impuestos y la disminución en menor proporción de las recaudaciones.

4.2 Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta positiva de M$ 4.825.632, generada esencialmente por la obtención de un nuevo préstamo.

4.3 Flujo de Inversión

El flujo de inversión presenta una disminución en comparación con el ejercicio anterior de M$ 2.623.185, que se explica principalmente por préstamos a empresas relacionadas.

5. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y transmisión 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 participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

5.1.1. Aspectos regulatorios

Los negocios de ELECDA están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es 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.

Durante el año 2010, el hito regulatorio más relevante tiene relación con el “Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión”. Durante este ejercicio continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las

Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse el Capítulo II de las Bases Definitivas el punto 4.5 denominado "De

Las Economías de Ámbito y Escala", lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de 3 meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

5.1.2. Mercado de distribución de electricidad

ELECDA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 152.176 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 745 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

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 ejercicio 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Cabe mencionar que la porción del SIC de ELECDA, cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2019 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 N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), 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 Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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, 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 09 de enero de 2009, las que tendrán vigencia hasta el año 2010.

<u>Precios</u>

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°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 y que tendrán vigencia hasta el año 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 transmisión 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 por las distribuidoras. 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 una 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 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, 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 2010, la deuda financiera de ELECDA alcanzó a M$ 24.027.065 la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2010	M$	%
Deuda en pesos o UF	24.027.065	100%
Deuda en US$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	**24.027.065**	**100%**

2009	M$	%
Deuda en pesos o UF	19.658.907	100%
Deuda en US$ u otra moneda extranjera	0	0%
Total deuda financiera	**19.658.907**	**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 ejercicio, se observa un impacto negativo de M$ 297.645.

2010		UF	M$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses	618.500	12.953.171
	Efecto amortización	309.300	19.442
Al 31/12/2010		**618.500**	**13.270.258**
Efecto por unidad de reajuste			**-297.645**

2009		UF	M$
AL 31-12-2008	No se amortiza en 12 meses	927.800	19.903.694
	Efecto amortización		
Al 31/12/2009		**927.800**	**19.430.804**
Efecto por unidad de reajuste			**472.890**

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$ 132.703 para el ejercicio recién concluido.

5.2.2 Riesgo de tasa de interés

Elecda al cierre del ejercicio 2010 posee la deuda financiera estructurada, a tasa fija en 28% y a tasa variable en 72%.

2010	M$	%
Deuda a tasa Fija	6.614.651	28%
Deuda a tasa variable	17.412.414	72%
Total deuda Financiera	**24.027.065**	**100%**

2009	M$	%
Deuda a tasa Fija	0	0%
Deuda a tasa variable	19.658.907	100%
Total deuda Financiera	**19.658.907**	**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$ 174.124 de mayor gasto por intereses.

5.2.3 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en ELECDA 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.
El flujo que genera la deuda financiera de ELECDA se ha estructurado en un 3% a corto plazo y un 97% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M$ al 31/12/10	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	792.144	25.114.160	0	0	0	25.906.303
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
	3%	**97%**	**0%**	**0%**	**0%**	**100%**

M$ al 31/12/09	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	6.979.996	13.105.443	0	0	0	20.085.439
Efectos de comercio	0	0	0	0	0	0
	35%	**65%**	**0%**	**0%**	**0%**	**100%**

5.3. 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 tres clientes más grandes equivalen a un 7% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Clientes
Residencial	43,97%	142.555
Industrial	22,31%	556
Comercial	28,16%	7.600
Otros	5,56%	1.465
Total	**100%**	**152.176**

2009	Ventas	Clientes
Residencial	42,22%	138.316
Industrial	25,49%	543
Comercial	27,20%	7.440
Otros	5,09%	1.370
Total	**100%**	**147.669**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 36% 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.

5.4. Riesgo de liquidez

5.4.1. 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. 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 2010, 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.

5.4.2 Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes

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.

5.5. 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 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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 2010 M$	Valor Libro al 31-12-2010 M$	Valor Justo al 31-12-2010 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	24.027.065	23.297.085	-3,0%

Pasivos Financieros 2009 M$	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%

5.6. 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.