

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 30 DE JUNIO DE 2011

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 30 de junio de 2011, 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 se compara con los saldos al 31 de diciembre de 2010, en cambio el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo, se comparan entre los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.

1. ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS

ELIQSA S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la I Región de Chile. Al 30 de junio de 2011, ELIQSA S.A. suministra energía eléctrica directamente a 84.979 clientes. Es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y participa del negocio de subtransmisión, siendo su foco principalmente el negocio de la distribución de electricidad. Al cierre del presente período, las ventas físicas de ELIQSA S.A. alcanzaron 241 GWh, lo que significó un incremento de 9,8% con respecto al 30 de junio de 2010.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 30 de junio de 2011 muestran una disminución de un 5,8% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M\$ 1.779.310.

2.1. Estado de Resultados

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

Resumido (M\$)	30-jun-11	30-jun-10	Var.	Var. %
Ventas de Energía	22.146.337	21.406.570	739.767	3,5%
Compras de Energía	(17.386.183)	(17.123.741)	(262.442)	1,5%
Margen de Energía	4.760.154	4.282.829	477.325	11,1%
Ingresos Otros Negocios	2.543.017	2.388.586	154.431	6,5%
Costos Otros Negocios	(1.479.389)	(1.205.336)	(274.053)	22,7%
Margen Otros Negocios	1.063.628	1.183.250	(119.622)	(10,1%)
Margen Bruto	5.823.782	5.466.079	357.703	6,5%
Gastos de Administración y O&M	(3.370.771)	(2.933.486)	(437.285)	14,9%
Resultado Operacional sin Depreciación	2.453.011	2.532.593	(79.582)	(3,1%)
Depreciación	(591.049)	(589.821)	(1.228)	0,2%
Resultado Operacional	1.861.962	1.942.772	(80.810)	(4,2%)
Ingresos Financieros	315.271	273.243	42.028	15,4%
Gastos Financieros	(187.590)	(220.667)	33.077	(15,0%)
Resultado empresas relacionadas	454.716	413.360	41.356	10,0%
Otros Ingresos / (Gastos)	(107.137)	(103.074)	(4.063)	3,9%
Resultados por Unidades de Reajuste	(286.762)	(172.265)	(114.497)	66,5%
Resultado no Operacional	188.498	190.597	(2.099)	(1,1%)
Utilidad Antes de Impuestos	2.050.460	2.133.369	(82.909)	(3,9%)
Impuestos	(271.150)	(243.652)	(27.498)	11,3%
Utilidad neta	1.779.310	1.889.717	(110.407)	(5,8%)

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

2.2. Análisis de Resultados

La utilidad del período antes de impuestos fue de M\$ 2.050.460, lo que representa una disminución de un 3,9% con respecto a mismo período del año anterior. La disminución de M\$ 82.909 se explica principalmente entre otros efectos por:

Mayor margen bruto de M\$ 357.703, lo que representa un aumento de un 6,5% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento se debe principalmente a:

- Mayor margen de energía M\$ 477.325 debido a una mayor venta física de un 9,8%.
- Disminución del margen de otros negocios M\$ 119.622, el que se compone por:

Menor margen en servicios regulados M\$ 37.354 (menor margen en corte y reposición por deuda M\$ 30.104 y menor margen de consumo no registrado M\$ 23.349 y otros M\$ 354, compensado con un mayor margen en intereses por pagos fuera de plazo M\$ 8.255 y en apoyo de postes M\$ 8.198).

Menor margen de servicios no regulados M\$ 82.268 (menor margen en obras y servicios a terceros de M\$ 118.850, compensado con mayor margen de otros no relacionados M\$ 36.582).

Mayores gastos de administración de M\$ 437.285 debido principalmente a:

- Mayores gastos en personal M\$ 70.162.
- Mayor gasto en servicios contratados, mantenimiento de red BT/MT por M\$ 282.138 y marketing M\$ 55.412, mayor gasto en servicio de vigilancia M\$ 53.382 y otros M\$ 14.807 compensado con menores provisiones de incobrables M\$ 38.616.

Menor resultado no operacional de M\$ 2.099, producido principalmente por:

- El resultado negativo respecto al año anterior de las unidades de reajuste producto de las deudas en UF cuya variación asciende a M\$ 114.497.
- Variación negativa en otros ingresos/gastos por M\$ 4.063, debido principalmente a mayor castigo de activo fijo M\$ 72.274, otros egresos varios M\$ 6.077, compensado con menores multas de organismos fiscalizadores M\$ 56.292, otros ingresos fuera de explotación M\$ 15.796 y, utilidad por venta de activo fijo M\$ 2.200.
- Menor gasto financiero de M\$ 33.077, fundamentalmente por menores tasas de interés.
- Mayores resultados en empresas relacionadas por M\$ 41.356.
- Mayores ingresos financieros por M\$ 42.028 por intereses y convenios fuera de plazo.

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

2.3. Principales Indicadores

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

Indicador	Unidad	30-jun-11	30-jun-10	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	84.979	82.704	2.275	2,8%
Ventas físicas de energía	GWH	241	219	21,56	9,8%
Ventas monetarias de energía	M\$	22.146.337	21.406.570	739.767	3,5%
Compras monetarias de energía y peajes	M\$	(17.386.183)	(17.123.741)	(262.442)	1,5%
R.A.I.I.D.A.I.E.*	M\$	2.829.099	2.943.857	(114.758)	(3,9%)
Cobertura de gastos financieros	Veces	13,08	11,48	1,60	13,9%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,31	1,30	0,01	0,8%
Utilidad por acción	\$	9,73	10,33	(0,60)	(5,8%)

*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 ELIQSA S.A. 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 período se detalla a continuación:

	30-jun-11	31-dic-10	Variación	jun-11 / dic-10
Activos				
Activos Corrientes	13.693.814	12.664.197	1.029.617	8,1%
Activos No Corrientes	39.696.252	39.411.717	284.535	0,7%
Total Activos	53.390.066	52.075.914	1.314.152	2,5%
Pasivos				
Pasivos Corrientes	7.317.928	6.855.053	462.875	6,8%
Pasivos No Corrientes	16.813.947	16.498.038	315.909	1,9%
Patrimonio	29.258.191	28.722.823	535.368	1,9%
Total Pasivos	53.390.066	52.075.914	1.314.152	2,5%

3.1. Activos

Como se muestra en el cuadro anterior, los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M\$ 1.314.152, equivalente a un 2,5% respecto a diciembre de 2010. Las principales variaciones son:

Los activos corrientes presentan un aumento de M\$ 1.029.617, que se debe principalmente a:

- Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por M\$ 2.031.533 debido a un mayor traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz.
- Disminución de efectivo y equivalentes de efectivo M\$ 620.394, disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por M\$ 340.604, disminución en activos por impuestos por M\$ 22.816, otros activos no financieros por M\$ 14.552, y en inventarios por M\$ 3.550.

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

Los activos no corrientes presentan un aumento de M\$ 284.535, que se produce principalmente por:

- Un aumento en las inversiones en propiedades, plantas y equipos de M\$ 165.038, aumento en las inversiones asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación de M\$ 127.392, y otros M\$ 743.
- Compensado con una disminución en los derechos por cobrar M\$ 8.638.

3.2. Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio), presenta un aumento de M\$ 1.314.152, equivalente a un 2,5% respecto a diciembre de 2010:

Los pasivos corrientes presentan un aumento de M\$ 462.875 que se explica principalmente por:

- Aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas M\$ 502.135 principalmente por mayores servicios recibidos, aumento en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por M\$ 71.569, fundamentalmente en los proveedores de energía, mayor reclasificación de deuda bancaria desde el pasivo no corriente M\$ 52.285 y aumento en otras provisiones a corto plazo M\$ 17.984.
- Compensado con otros pasivos no financieros M\$ 181.098

Los pasivos no corrientes aumentaron en M\$ 315.909 y se explica principalmente por:

- Aumento en pasivo financieros por M\$ 290.573 explicado por aumento de la unidad de reajuste, un aumento en las provisiones por beneficios a los empleados por M\$ 63.164, mayores cuentas por pagar a entidades relacionadas M\$ 660, y otras cuentas por pagar M\$ 182.
- Esto compensado con una disminución en otros pasivos no financieros M\$ 1.546, menor pasivo por impuesto diferido M\$ 37.124.

En relación al patrimonio, este tuvo un aumento de M\$ 535.368 equivalente a un 1,9% respecto a diciembre 2010. Esta variación se explica principalmente por un aumento en las utilidades acumuladas M\$ 875.317 compensado con un decremento en otras reservas M\$ 339.949, principalmente en reserva de revalorización de activo fijo.

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

3.3. Indicadores

Indicador	30-06-2011	30-06-2010	31-12-2010
Liquidez Corriente:			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,87	---	1,85
Razón Ácida:			
(Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	1,87	---	1,85
Razón de Endeudamiento:			
(Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,82	---	0,81
Retorno de Dividendos (%):			
Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción	5,36%	---	5,36%
Deuda Corriente (%):			
Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	30,32%	---	29,35%
Deuda No Corriente (%):			
Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	69,68%	---	70,65%
Rentabilidad Patrimonial (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	6,14%	7,32%	---
Rentabilidad del Activo (%):			
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	3,37%	3,95%	---
Cobertura de gastos Financieros:			
(Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	11,93	10,67	---

3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a junio 2011 es de 1,87 veces, lo que representa una aumento de 0,02 veces respecto a diciembre de 2010, explicado por el aumento de activo corriente en mayor proporción al pasivo corriente.

3.3.2 Razón ácida

La similitud de este ratio con la liquidez corriente, se debe principalmente a que los inventarios no poseen gran participación dentro del total de los activos corrientes, para ambos ejercicios.

3.3.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento es de 0,82 veces a junio 2011. El aumento de 0,01 se debe principalmente al mayor aumento en los pasivos, principalmente en cuentas por pagar a entidades relacionadas, versus el aumento del patrimonio, debido principalmente al incremento de las utilidades acumuladas respecto a diciembre de 2010.

3.3.4 Cobertura de gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de 11,93 veces al cierre del presente período, el aumento de 1,26 con respecto al mismo período del año anterior es explicado por la disminución de los gastos financieros, y un menor resultado antes de impuestos por efecto de mayores costos de administración, menor margen de servicios regulados y no regulados, variación negativa en otros ingresos/gastos y otros.

3.3.5 Deuda corriente y no corriente

La deuda corriente aumenta respecto a diciembre de 2010, principalmente por un aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas M\$ 502.135 por mayores servicios recibidos. Si bien también aumenta el pasivo no corriente debido principalmente a pasivos financieros por M\$ 290.573 explicado por aumento de la unidad de reajuste, este aumento es en menor proporción que el del pasivo corriente por ende el indicador de deuda no corriente disminuye.

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad ha generado durante el segundo trimestre de 2011 un flujo neto negativo de M\$ 620.394, menor en M\$ 514.770 comparado con el período anterior cuando se obtuvo un flujo neto negativo de M\$ 105.624, el detalle se presenta a continuación:

	30-jun-11	30-jun-10	Variación	
	M\$	M\$	M\$	%
Flujos utilizados en la Operación	4.187.078	2.829.063	1.358.015	48,0%
Flujos utilizados en Financiamiento	(2.024.258)	(1.132.227)	(892.031)	78,8%
Flujos utilizados en Inversión	(2.783.214)	(1.802.460)	(980.754)	54,4%
Flujos neto del período	(620.394)	(105.624)	(514.770)	487,4%
Saldo inicial de efectivo	1.069.801	530.664	539.137	101,6%
Saldo Final de Efectivo	449.407	425.040	24.367	5,7%

4.1. Flujo Operacional

El flujo operacional presenta un flujo neto mayor en comparación al período anterior en M\$ 1.358.015, producido principalmente por menores pagos a proveedores y contratistas y por una disminución en los intereses pagados.

4.2. Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M\$ 892.031, originada principalmente por un mayor pago de préstamos a entidades relacionadas M\$ 1.000.175, mayor pago de dividendos M\$ 323.500, mayor pago de intereses M\$ 114.742, compensado un mayor traspaso de flujos de caja de la mesa de dinero a sociedad matriz M\$ 546.386.

4.3. Flujo de Inversión

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de M\$ 980.754 respecto al período anterior que se explica principalmente por un mayor traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz M\$ 560.155, y por mayores cobros a entidades relacionadas M\$ 503.491 compensado con menores importes procedentes de la compra de propiedades, plantas y equipos M\$ 79.393.

5. POLÍTICA DE GESTION 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.

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

5.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELIQSA participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Tarapacá.

5.1.1. Aspectos Regulatorios.

Los negocios de ELIQSA 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 cuatrienio 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

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

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 cuatrienio 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.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía se encuentra revisando las observaciones al proceso tarifario levantadas por el Panel de expertos.

5.1.2. Mercado de distribución de electricidad.

ELIQSA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 84.979 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 241 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio de 2011.

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora del SING, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. 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, el cual entrará en vigencia desde enero 2012 por un período de 14 años (dic-2026).

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, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

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 $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantenimiento 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

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

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

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

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.

ELIQA, 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, mantenimiento, 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 31 de octubre de 2010 y que han sido aplicadas durante el primer semestre 2011 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios

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, mantenimiento 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 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

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

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 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 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 primer semestre 2011, la deuda financiera de ELIQSA alcanzó a M\$ 14.779.669, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.779.669	100%
Total deuda financiera	14.779.669	100%

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.436.811	100%
Total deuda financiera	14.436.811	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 período, se observa un impacto negativo de M\$ 290.573.

2011		UF	M\$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 6 meses Efecto amortización	669.000	14.353.763
Al 30/06/2011		669.000	14.644.336
Efecto por unidad de reajuste			290.573

2010		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 6 meses Efecto amortización	669.000	14.010.787
Al 30/06/2010		669.000	14.184.245
Efecto por unidad de reajuste			173.458

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\$ 146.444 para el período recién concluido.

5.2.2. Riesgo de tasa de interés.

La Sociedad tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

2011	M\$	%
Deuda a tasa variable	14.779.669	100%
Total deuda Financiera	14.779.669	100%

2010	M\$	%
Deuda a tasa variable	14.436.811	100%
Total deuda Financiera	14.436.811	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\$ 73.898 de mayor gasto por intereses.

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

5.2.3. Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en ELIQSA 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 Sociedad. 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 ELIQSA se ha estructurado en un 2% a corto plazo y 98% a largo plazo, mediante créditos bancarios, como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 30/06/11	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	317.704	15.280.614	15.598.318
Total	317.704	15.280.614	15.598.318
	2%	98%	100%

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	227.420	14.923.871	15.151.291
Total	227.420	14.923.871	15.151.291
	2%	98%	100%

5.2.4. 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 16% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

Rut : 96.541.870-9
Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

2011	Ventas	Clientes
Residencial	34,47%	77.447
Industrial	22,38%	361
Comercial	37,36%	5.807
Otros	5,79%	1.364
Total	100%	84.979

2010	Ventas	Clientes
Residencial	35,99%	76.438
Industrial	20,93%	361
Comercial	36,66%	5.722
Otros	6,42%	1.350
Total	100%	83.871

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 34% 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.

5.2.5. Riesgo de liquidez.

5.2.5.1. 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 – junio de 2011, 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 incrementa el precio de nudo, se produce un

Rut : 96.541.870-9
 Período : 01-01-2011 al 30-06-2011
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

requerimiento a financiar del 70% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

5.2.5.2. 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.

5.2.5. 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 30 de junio de 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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 2011 M\$	Valor Libro al 30-06-2011 M\$	Valor Justo al 30-06-2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.779.669	14.322.860	-3,09%

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 31-12-2010 M\$	Valor Justo al 31-12-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.436.811	13.749.024	-4,76%

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.