

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 30 DE JUNIO DE 2012

Introducción.

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período terminado al 30 de junio de 2012, 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, en cambio el Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo, se comparan entre los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

1.- ANALISIS DE LAS AREAS DE NEGOCIOS.

EMELARI S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la XV Región de Arica y Parinacota de Chile. Al 30 de junio de 2012, EMELARI S.A. suministra energía eléctrica a 66.621 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 EMELARI S.A. alcanzaron 136 GWh lo que significó un incremento de 6,3% con respecto al período anterior.

2.- ANALISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS.

El resultado de la Sociedad al 30 de junio de 2012 muestra un aumento de un 54,4% respecto al período anterior, alcanzando una utilidad de M\$ 1.646.124.

2.1.- Estado de Resultados.

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

Resumido (M\$)	30/jun/12	30/jun/11	Var.	Var. %
Ventas de Energía	13.177.078	12.151.230	1.025.848	8,4%
Compras de Energía	(9.952.968)	(9.180.003)	(772.965)	8,4%
Margen de Energía	3.224.110	2.971.227	252.883	8,5%
Ingresos Otros Negocios	1.128.769	985.819	142.950	14,5%
Costos Otros Negocios	(297.206)	(299.165)	1.959	(0,7%)
Margen Otros Negocios	831.563	686.654	144.909	21,1%
Margen Bruto	4.055.673	3.657.881	397.792	10,9%
Costos de Administración y O&M	(2.141.388)	(2.132.228)	(9.160)	0,4%
Resultado Operacional sin Depreciación	1.914.285	1.525.653	388.632	25,5%
Depreciación	(358.305)	(439.641)	81.336	(18,5%)
Resultado Operacional	1.555.980	1.086.012	469.968	43,3%
Ingresos Financieros	149.247	96.348	52.899	54,9%
Gastos Financieros	(243.769)	(219.605)	(24.164)	11,0%
Resultados Empresas Relacionadas	354.486	291.859	62.627	21,5%
Otros Ingresos / (Gastos)	(23.476)	(63.570)	40.094	(63,1%)
Resultados por Unidades de Reajuste	(32.913)	(46.726)	13.813	(29,6%)
Resultado Operacional	203.575	58.306	145.269	249,1%
Utilidad Antes de Impuestos	1.759.555	1.144.318	615.237	53,8%
Impuestos	(113.431)	(78.162)	(35.269)	45,1%
Utilidad Neta	1.646.124	1.066.156	579.968	54,4%

2.2.- Análisis de Resultado.

La utilidad del período antes de impuestos fue de M\$ 1.759.555, lo que representa un aumento de un 53,8%, respecto al período anterior. Esta diferencia se explica, entre otros factores, por:

Mayor margen bruto de M\$ 397.792, lo que representa un aumento de un 10,9% con respecto al período anterior. Este aumento se debe principalmente a:

- Mayor margen de energía de M\$ 252.883, explicado por el aumento de la venta física de energía de un 6,3%.
- Mayor margen de otros negocios M\$ 144.909, explicado por mayor margen de servicios regulados por M\$ 135.826 (mayor margen en intereses por pago fuera de plazo M\$ 55.488, consumos no registrados CNR M\$ 34.732, apoyos de postes M\$ 24.526, venta de empalmes por M\$ 8.668, arriendos de medidores M\$ 8.182, otros M\$ 4.230), y mayor margen de servicios no regulados por M\$ 9.083, explicado por nuevos negocios

Mayor resultado no operacional de M\$ 145.269, explicado principalmente por:

- Mayores ingresos financieros por M\$ 52.889, explicado principalmente por intereses por reliquidación decreto de subtransmisión.
- Mayores resultados en empresas relacionadas por M\$ 62.627.
- Mayores resultados en otros ingresos/gastos por M\$40.094, principalmente por menores multas de organismos fiscalizadores.
- Efecto positivo de las unidades de reajustes M\$ 13.813. sobre las deudas en UF producto de la variación positiva del IPC.
- Mayor gasto financiero de M\$ 24.164, explicado por mayor tasa de interés aplicada sobre los préstamos bancarios e intereses reliquidación decreto de subtransmisión.

2.3.- Principales Indicadores.

La comparación y las variaciones en cada indicador se presentan en el siguiente cuadro:

Indicador	Unidad	30/jun/12	30/jun/11	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	66.621	64.657	1.964	3,0%
Ventas físicas de energía	GWH	136	128	8,00	6,3%
Ventas monetarias de energía	M\$	13.177.078	12.151.230	1.025.848	8,4%
Compras monetarias de energía y peajes	M\$	(9.952.968)	(9.180.003)	(772.965)	8,4%
R.A.I.I.D.A.I.E. *	M\$	2.361.629	1.803.564	558.065	30,9%
Cobertura de gastos financieros	Veces	7,85	6,95	0,90	12,9%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,40	1,39	0,01	0,7%
Utilidad por acción	\$	8,85	5,73	3,12	54,4%

3.- ANALISIS DEL ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

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

La variación del estado de situación durante el período se detalla a continuación:

	30/jun/12	30/jun/11	Variación	jun/12 / jun/11
Activos				
Activos Corrientes	8.622.445	7.768.744	853.701	11,0%
Activos No Corrientes	27.729.158	27.436.947	292.211	1,1%
Total Activos	36.351.603	35.205.691	1.145.912	3,3%
Pasivos				
Pasivos Corrientes	11.180.841	4.281.242	6.899.599	161,2%
Pasivos No Corrientes	4.403.724	10.594.571	(6.190.847)	(58,4%)
Patrimonio	20.767.038	20.329.878	437.160	2,2%
Total Pasivos	36.351.603	35.205.691	1.145.912	3,3%

3.1.- Activos.

Los activos totales de la Sociedad, presentan un incremento de M\$ 1.145.912 equivalente a un 3,3%, respecto a diciembre de 2011.

Los activos corrientes presentan un aumento de M\$ 853.701, explicado principalmente por:

- Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M\$ 605.951, principalmente por un mayor traspaso de los flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz.
- Aumento en los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por M\$ 306.300, explicado principalmente por aumento de deudas por concepto venta de energía.
- Disminución en los activos por impuestos por M\$82.382.

Los activos no corrientes presentan un aumento de M\$ 292.211, explicado principalmente por:

- Aumento de las propiedades planta y equipos en M\$ 200.731, por las inversiones del período netas de la depreciación y retiros.
- Aumento en las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación de M\$ 105.790, por los resultados de empresas relacionadas netas de los dividendos.
- Disminución de activos intangibles distintos de la plusvalía por M\$ 7.692.

Rut : 96.542.120-3
 Ejercicio : 01-01-2012 al 30-06-2012
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

3.2.- Pasivos y Patrimonio Neto.

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio) presenta un aumento de M\$ 1.145.912 equivalente a un 3,3%, respecto a diciembre de 2011:

Los pasivos corrientes presentan un aumento de M\$ 6.899.599, equivalente a 161,2%, explicado principalmente por:

- Aumento de otros pasivos financieros por M\$ 6.323.478, explicado por la reclasificación de pasivos no corrientes a pasivos corrientes.
- Aumento en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por M\$ 505.800, explicado principalmente por cuentas por pagar por compra de energía.
- Aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas por M\$ 86.913.

Los pasivos no corrientes presentan una disminución de M\$ 6.190.847 equivalente a un 58,4%, explicado principalmente por:

- Disminución de otros pasivos financieros por M\$ 6.270.542, por reclasificación a pasivos corrientes por préstamos a corto plazo.
- Aumento de las provisiones por beneficios a los empleados por M\$ 70.183, principalmente por efecto de la aplicación de los cálculos actuariales en las provisiones de indemnización por años de servicio.

En relación al patrimonio, este tuvo un aumento de M\$ 437.160. Esta variación se explica principalmente por un aumento en las ganancias acumuladas por M\$ 573.343, compensado con una disminución en otras reservas de M\$ 136.183.

3.3.- Indicadores.

Indicador	30/jun/12	30/jun/11	31/dic/11
Liquidez Corriente:			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	0,77	---	1,81
Razón Ácida:			
(Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes	0,76	---	1,81
Razón de Endeudamiento:			
(Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,75	---	0,73
Retorno de Dividendos (%):			
Total dividendos repartidos último período / Precio promedio acción	6,77%	---	5,39%
Deuda Corriente (%):			
Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	71,74%	---	28,78%
Deuda No Corriente (%):			
Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	28,26%	---	71,22%
Rentabilidad Patrimonial (%):			
Ganancia (Pérdida) después de Impuestos / Patrimonio neto promedio	8,01%	5,28%	---
Rentabilidad del Activo (%):			
Ganancia (Pérdida) después de Impuestos / Total Activos promedio	4,60%	3,12%	---
Cobertura de Gastos Financieros:			
(Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos Financieros	8,22	6,21	---

3.3.1.- Liquidez corriente.

El índice de liquidez es de 0,77 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 1,01 veces respecto a diciembre 2011, explicado principalmente por la reclasificación de deuda financiera de pasivos no corrientes a pasivos corrientes.

3.3.2.- Razón ácida.

La similitud de este ratio con la liquidez corriente, se debe a que el valor de los inventarios no es significativo dentro del total de los activos corrientes.

3.3.3.- Razón de endeudamiento.

La razón de endeudamiento es de 0,75 existe un aumento en 0,2 veces respecto a diciembre 2011, y se explica por el mayor aumento del pasivo con respecto al patrimonio.

3.3.4.- Cobertura de gastos financieros.

La cobertura de los gastos financieros es de 8,22 veces y presenta un aumento de 2,01 veces respecto al período anterior, debido principalmente a un mayor resultado antes de impuestos por efecto de mayor margen eléctrico.

3.3.5.- Deuda corriente y no corriente.

La proporción de la deuda de corto plazo sobre la deuda total presenta un aumento respecto a diciembre de 2011, explicado principalmente por la reclasificación de deuda financiera de pasivos no corrientes a pasivos corrientes.

4.- ANALISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.

La Sociedad ha generado durante el período 2012 un flujo neto negativo de efectivo de M\$ 52.117, mayor en M\$ 1.343 respecto al período anterior, y está constituido de la siguiente forma:

	30/jun/12	30/jun/11	Variación	
	M\$	M\$	M\$	%
Flujos utilizados en la Operación	2.667.329	2.246.690	420.639	18,7%
Flujos utilizados en Financiamiento	(1.406.263)	(1.033.651)	(372.612)	36,0%
Flujos utilizados en Inversión	(1.313.183)	(1.263.813)	(49.370)	3,9%
Flujos neto del período	(52.117)	(50.774)	(1.343)	2,6%
Saldo inicial de efectivo	285.490	237.293	48.197	20,3%
Saldo Final de Efectivo	233.373	186.519	46.854	25,1%

4.1.- Flujo Operacional.

El flujo operacional presenta un flujo neto mayor en comparación con el período anterior en M\$ 420.639, explicado principalmente por el aumento de cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.

4.2.- Flujo de Financiamiento.

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M\$ 372.612, explicado por la disminución de los dividendos pagados, respecto al período anterior.

4.3.- Flujo de Inversión.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de M\$ 49.370, explicado por cobros a entidades relacionadas.

5.- POLITICA 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.

5.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

EMELARI participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota.

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMELARI están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). 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 2011 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.

Así, mediante Resolución Exenta N° 92 del 21 de febrero de 2011, la CNE aprobó y puso en conocimiento de las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante Resolución Exenta N° 130 del 15 de marzo de 2011, la CNE modificó dicho Informe Técnico.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 154 del 28 de marzo de 2011, la CNE suspendió la ejecución de la Resolución N° 130/2011, mientras no se resolviera el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transnet en contra de la citada Resolución N° 130/2011.

Luego, mediante Resolución Exenta N° 228 del 4 de mayo de 2011, la CNE acogió el recurso, aprobando en su Resolución Exenta N° 250, del 13 de mayo de 2011, la rectificación al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

El 3 de junio de 2011, Emel, en conjunto con otras empresas distribuidoras del Grupo CGE, presentó sus discrepancias respecto del Informe Técnico ya mencionado, referidas a:

- Inclusión del Valor Anual de Subtransmisión (VASTx) exclusivamente en el peaje por energía, lo que afecta negativamente los márgenes de distribución de las empresas.
- Definición de factores de ajustes de inyección de energía y potencia (FAIE y FAIP) por sistema, lo que produce subsidios entre las empresas que efectúan los pagos de peajes de Subtransmisión.

Los días 16 y 17 de junio de 2011 se realizó la correspondiente audiencia pública.

El 8 de agosto de 2011, el Panel de Expertos emitió su dictamen respecto de las discrepancias efectuadas por las empresas participantes y usuarios interesados del proceso, desestimando aquellas presentadas por Emel.

Finalmente, mediante carta de la CNE N° 548 del 26 de octubre de 2011, la CNE comunicó la publicación del detalle de la implementación de los dictámenes del Panel de Expertos N° 4 al N° 10 de 2011.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fije las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

Rut : 96.542.120-3
Ejercicio : 01-01-2012 al 30-06-2012
Tipo de Moneda : Miles de Pesos
Tipo de Balance : Individual

5.1.2.- Mercado de distribución de electricidad.

EMELARI participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 66.621 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 136 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio 2012.

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 E-CL el cual entró en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 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 Turismo, 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 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, 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 Turismo.

Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, 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 Turismo, 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.

EMELARI, 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 productor industrial (IPP Industrial), 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 31 de octubre de 2010 y que han sido aplicadas durante el período 2012 en espera de la publicación de un nuevo decreto.

Precios de subtransmisión.

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 tenían 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 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 entre las cuales está la sociedad, 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 segundo trimestre 2012, la deuda financiera de EMELARI alcanzó a M\$ 8.873.570, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2012	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.873.570	100%
Total deuda financiera	8.873.570	100%

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.820.634	100%
Total deuda financiera	8.820.634	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 presente período, se observa un impacto negativo de M\$ 35.000.

2012		UF	M\$
Al 31/12/2011	No se amortiza en 12 meses	105.000	2.340.873
Al 30/06/2012		105.000	2.375.873
Efecto por unidad de reajuste			35.000

2011		UF	M\$
Al 31/12/2010	No se amortiza en 12 meses	105.000	2.252.833
Al 30/06/2011		105.000	2.298.438
Efecto por unidad de reajuste			45.605

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\$ 23.759 para el período recién concluido.

5.2.2.- Riesgo de tasa de interés.

Al cierre de este período, la deuda financiera de EMELARI se encuentra estructurada en un 73% a tasa fija y en un 27% a tasa variable.

Rut : 96.542.120-3
 Ejercicio : 01-01-2012 al 30-06-2012
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos
 Tipo de Balance : Individual

2012	M\$	%
Deuda a tasa fija	6.461.515	73%
Deuda a tasa variable	2.412.055	27%
Total deuda Financiera	8.873.570	100%

2011	M\$	%
Deuda a tasa fija	6.456.836	73%
Deuda a tasa variable	2.363.798	27%
Total deuda Financiera	8.820.634	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de 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\$ 12.060 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en EMELARI 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 EMELARI se ha estructurado en un 73% a corto plazo y un 27% a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 30/06/2012	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	6.753.913	2.461.629	9.215.542
Total	6.753.913	2.461.629	9.215.542
	73%	27%	100%

M\$ al 31/12/2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	402.021	8.915.355	9.317.376
Total	402.021	8.915.355	9.317.376
	4%	96%	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 9,5% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2012	Ventas	Clientes
Residencial.	41,12%	59.133
Industrial.	22,00%	692
Comercial.	28,93%	5.860
Otros.	7,95%	936
Total	100,00%	66.621

2011	Ventas	Clientes
Residencial.	41,14%	58.083
Industrial.	22,33%	679
Comercial.	28,98%	5.884
Otros.	7,55%	912
Total	100,00%	65.558

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 entre enero y junio 2012, 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 66% 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.

5.2.6.- 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 2012. 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 2012 M\$	Valor Libro al 30/06/2012 M\$	Valor Justo al 30/06/2012 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.873.570	8.849.358	-0,3%

Pasivos Financieros 2011 M\$	Valor Libro al 31/12/2011 M\$	Valor Justo al 31/12/2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.820.634	8.752.974	-0,8%

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.