ANALISIS RAZONADO
Por el período de nueve meses terminado
al 30 de septiembre de 2009

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2009, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros intermedios de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

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

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, en cambio el Estado de Resultados al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los períodos terminados al 30 de septiembre de 2009 y 2008.

1. Análisis de las áreas de negocios:

EMELECTRIC S.A. es una empresa de servicio público que distribuye energía eléctrica en las regiones de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O´Higgins, del Maule y del Bio Bio. Al 30 de septiembre de 2009, EMELECTRIC S.A. suministra energía eléctrica directamente a 252.731 clientes.

2. Análisis de Estados de Resultados

Los resultados de la Sociedad al 30 de septiembre de 2009 muestran un incremento de un 77,0% respecto del período anterior, alcanzando una utilidad de M$ 9.599.890.

2.1 Estado de Resultados

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

Resumido (M$)	30-Sep-09	30-Sep-08	Var.	Var.%
Ventas de Energía	90.971.329	75.507.104	15.464.225	20,5%
Compras de Energía	(68.424.105)	(54.203.210)	(14.220.895)	26,2%
Margen de Energía	**22.547.224**	**21.303.894**	**1.243.330**	**(5,8%)**
Ingresos Otros Negocios	5.208.387	5.943.960	(735.573)	(12,4%)
Costos Otros Negocios	(2.861.890)	(3.474.431)	612.541	(17,6%)
Margen Otros Negocios	**2.346.497**	**2.469.529**	**(123.032)**	**(5,0%)**
Margen Bruto	**24.893.721**	**23.773.423**	**1.120.298**	**4,7%**
Costos de Administración y O&M	(10.460.631)	(9.337.100)	(1.123.531)	12,0%
EBITDA	**14.433.090**	**14.436.323**	**(3.233)**	**(0,0%)**
Depreciación	(4.040.982)	(3.715.240)	(325.742)	8,8%
EBIT	**10.392.108**	**10.721.083**	**(328.975)**	**(3,1%)**
Ingresos Financieros	1.660.766	1.266.195	394.571	31,2%
Gastos Financieros	(2.236.160)	(1.618.623)	(617.537)	38,2%
Otros Ingresos / (Gastos)	(57.156)	(376.486)	319.330	(84,8%)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.833.523	(3.752.581)	5.586.104	---
Utilidad Antes de Impuestos	**11.593.081**	**6.239.588**	**5.353.493**	**85,8%**
Impuestos	(1.991.980)	(816.144)	(1.175.836)	144,1%
Utilidad Antes de Interés Minoritario	**9.601.101**	**5.423.444**	**4.177.657**	**77,0%**
Interés minoritario	(1.211)	(900)	(311)	34,6%
Utilidad neta	**9.599.890**	**5.422.544**	**4.177.346**	**77,0%**

2.2. Análisis de Resultados

La utilidad del período antes de impuestos fue de M$ 11.593.081, lo que representa un aumento de un 85,8% (M$ 5.343.493) con respecto del período anterior. Esto se explica principalmente por:

Mayor margen bruto de M$ 1.120.298, lo que representa un aumento de un 4,7% respecto del período anterior. Este aumento se debe principalmente a un mayor margen de energía de $1.243.330 por un mayor margen de clientes libres, mayores recargos de ventas y menores pérdidas.

Mayor resultado por los otros ingresos de operación de M$ 5.682.468, producido principalmente por el resultado positivo de las unidades de reajuste de M$ 5.586.104 sobre las deudas en UF producto de la variación negativa de ésta.

Mayores gastos de administración de M$ 1.123.531 respecto de igual período del año anterior, debido principalmente a mayores servicios contratados de M$ 1.268.805, explicados en gran parte por el mayor esfuerzo en el control de pérdidas, fraudes y hurtos de energía.

2.3 Principales Indicadores

	Unidad	30-Sep-09	30-Sep-08	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	252.731	244.925	7.806	3,2%
Ventas físicas de energía	GWh	773	764	9	1,2%
Ventas monetarias de energía	M$	90.971.329	75.507.104	15.464.224	20,5%
Compras monetarias de energía y peajes	M$	-68.424.105	-54.203.210	-14.220.894	26,2%
R.A.I.I.D.A.I.E.	M$	17.869.013	11.572.551	6.296.462	54,4%
Cobertura de gastos financieros	Veces	6,45	8,92	-2,46	-27,6%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,21	1,28	-0,07	-5,6%
Utilidad por acción	$	52,75	29,79	22,95	77,0%

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 a los Estados Financieros.

La variación de balance durante el período se detalla a continuación:

	30-Sep-09	31-Dic-08	Variación Sep-09/Dic-08	
Activos				
Activos corrientes	29.265.631	27.958.959	1.306.672	4,7%
Activos no corrientes	164.143.904	162.391.135	1.752.769	1,1%
Total Activos	**193.409.535**	**190.350.094**	**3.059.441**	**1,6%**
Pasivos				
Pasivos Corrientes	22.797.009	26.251.036	-3.454.027	-13,2%
Pasivos No Corrientes	78.716.722	77.562.981	1.153.741	1,5%
Interés Minoritario	20.168	19.732	436	2,2%
Patrimonio	91.875.636	86.516.345	5.359.291	6,2%
Total Pasivos	**193.409.535**	**190.350.094**	**3.059.441**	**1,6%**

3.1 Activos

Como se muestra en el cuadro anterior, los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M$3.059.441, equivalente a un 1,6% respecto del período anterior. Las principales variaciones son:

Los activos corrientes presentan un aumento respecto del período anterior de M$ 1.306.672, que se debe principalmente a:

Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M$ 3.418.941, debido principalmente a un mayor traspaso de flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz.

Menor efectivo M$ 843.190

Disminución en las cuentas por cobrar por deudores comerciales de M$ 622.367

Menores inventarios M$ 306.403

Los activos no corrientes presentan un aumento respecto del período anterior de M$ 1.752.769, que se debe principalmente a:

Aumento neto de las propiedades, plantas y equipos de la Sociedad de M$ 1.983.576, producto de las inversiones necesarias para cumplir los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad de servicio exigida por la autoridad.

3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto

La variación de los pasivos durante el período se detalla a continuación:

El total del pasivo (pasivos corrientes, no corrientes y patrimonio), presenta un aumento de M$ 3.059.441, equivalente a un 1,6%, respecto del período anterior. Las principales variaciones son:

Los pasivos corrientes presentan una disminución de M$ 3.454.027, respecto del período anterior, que se explica principalmente por:

Aumento de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar de M$ 5.304.244, principalmente por proveedores de energía.

Disminución en cuentas por pagar a entidades relacionadas de M$ 7.760.426, debido principalmente al pago de la cuenta corriente mercantil de corto plazo a la sociedad matriz.

Disminución en pasivos acumulados de M$ 755.192 principalmente por el pago bono variable asociado al período 2008.

Los pasivos no corrientes aumentaron en M$ 1.153.741 respecto del período anterior, y se explica principalmente por:

Aumento de los préstamos por M$ 12.500.670, recursos que fueron utilizados para amortizar la cuenta corriente mercantil de largo plazo con la matriz por M$ 10.095.514.

Disminución en las obligaciones por beneficios post empleo por M$ 852.147

Respecto del patrimonio, cabe señalar que éste aumentó en M$ 5.359.291 respecto de 2008. Esta variación se explica por un incremento en las utilidades acumuladas de M$ 5.000.234 (netas de dividendos provisorios)

3.3 Indicadores

Indicador	30-Sep-09	30-Sep-08	31-Dic-08
Liquidez Corriente: Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,28		1,07
Razón Ácida: (Activo corriente -Inventarios)/Pasivos corrientes	1,28		1,05
Razón de Endeudamiento: (Pasivo corriente + Pasivo no corriente) / Total Patrimonio neto	1,10		1,20
Deuda Corto plazo (%): Pasivo corriente / (Pasivo corriente + Pasivo no corriente)	0,22		0,25
Deuda Largo Plazo (%): Pasivo no corriente / (Pasivo corriente + Pasivo no corriente)	0,78		0,75
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos /Patrimonio neto promedio	10,61%	5,99%	
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	5,13%	2,90%	

4. Análisis del Estado de flujos de Efectivos Directo

La Sociedad ha generado durante el período de 2009 un flujo neto negativo de M$ 843.191, inferior en M$424.358 respecto del período anterior, donde se obtuvo un flujo neto negativo de M$ 418.833, y está compuesto de la siguiente forma:

	30-Sep-09	30-Sep-08	Variación	
	M$	M$	M$	%
Flujos utilizados en la Operación	19.349.194	12.651.285	6.697.909	52,9%
Flujos utilizados en Financiamiento	-9.307.471	-6.663.484	-2.643.987	39,7%
Flujos utilizados en Inversión	-10.884.914	-6.406.634	-4.478.280	69,9%
Flujos neto del periodo	-843.191	-418.833	-424.358	101,3%
Efecto inflación sobre el efectivo	0	0	0	---
Saldo inicial de efectivo	1.770.539	1.108.525	662.014	59,7%
Saldo Final de Efectivo	927.348	689.692	237.656	34,5%

Las actividades de la operación generaron una variación neta positiva de M$ 6.697.909, producto de un aumento en el importe cobrado a clientes de M$ 15.566.693, respecto del período anterior; compensado con un mayor pago a proveedores de M$ 6.854.968 y un mayor pago de I.V.A. de M$ 1.018.026.

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M$ 2.643.987, originado principalmente por el aumento en pago de préstamos a entidades relacionadas de M$ 39.684.466, compensado por obtención de préstamos de entidades relacionadas por M$ 23.821.521 y préstamos bancarios por M$ 12.569.880.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de M$ 4.478.280, que se explica principalmente por un mayor traspaso de flujos a la mesa de dinero de la sociedad matriz de M$ 14.550.828, compensado por un reembolso de anticipos de préstamos por M$ 11.536.402.

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

EMELECTRIC S.A. participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII.

5.1.1 Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMELECTRIC S.A. 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.

5.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad

EMELECTRIC S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 252.731 clientes en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII, con ventas físicas que alcanzaron a 773 GWh al cierre del período comprendido entre enero y septiembre de 2009.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora EMELECTRIC S.A. 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 las regiones. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados.

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en el año 2005 en la legislación por la Ley Corta II, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

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 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II) un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de 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 N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

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

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.
Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

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

5.1.3 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.

EMELECTRIC S.A., en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

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

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

La Tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del Acero, Cobre, y Aluminio.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto N° 320, del 09 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 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 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. 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.

El negocio de distribución de energía en que participa la sociedad, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.2.1 Clasificación de instrumentos financieros

El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría al 30 de septiembre de 2009 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2009						
ACTIVOS	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Activos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros disponibles para la venta	Derivados de cobertura	Pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	Otros pasivos
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES							
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	0	0	927.348	0	0	0	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	0	0	23.610.115	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	0	0	4.363.777	0	0	0	0
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	0	0	198.369	0	0	0	0
Total Activos Financieros Corrientes	**0**	**0**	**29.099.609**	**0**	**0**	**0**	**0**
ACTIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES							
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	0	0	776.943	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	0	0	5.906	0	0	0	0
Total Activos Financieros No Corrientes	**0**	**0**	**782.849**	**0**	**0**	**0**	**0**
TOTAL ACTIVOS FINANCIEROS	**0**	**0**	**29.882.458**	**0**	**0**	**0**	**0**

	30 de septiembre de 2009						
PASIVOS	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Activos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros disponibles para la venta	Derivados de cobertura	Pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	Otros pasivos
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
PASIVOS FINANCIEROS CORRIENTES							
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente	0	0	0	0	0	0	569
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	0	0	0	0	0	0	19.558.393
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	0	0	0	0	0	0	1.978.940
Ingresos Diferidos, Corriente	0	0	0	0	0	0	334.852
Pasivos Acumulados (o Devengados),. Total	0	0	0	0	0	0	653.429
Total Pasivos Financieros Corrientes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**22.526.183**
PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES							
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes	0	0	0	0	0	0	12.500.670
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	0	0	0	0	0	0	333.871
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	0	0	0	0	0	0	51.370.421
Ingresos Diferidos, No Corriente	0	0	0	0	0	0	38.384
Total Pasivos Financieros No Corrientes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**64.243.346**
TOTAL PASIVOS FINANCIEROS	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**86.769.529**

5.2.2 Riesgo de variación Unidad de Fomento

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 tercer trimestre, la deuda financiera de EMELECTRIC S.A. alcanzó a M$ 63.815.158, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

	M$	%
Deuda en pesos o UF	63.815.158	100%
Deuda en US$ u otra moneda extranjera	0	%
Total deuda financiera	**63.815.158**	**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 positivo de M$ 1.797.177.

	UF	M$
Deuda inicial	2.860.370	1.768.052
Deuda adicional	202.594	29.125
Resultado por unidad de reajuste		1.797.177

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 que el resultado de la Sociedad podría haber oscilado entre una mayor/menor utilidad por la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso de M$ 637.342 para el periodo recién concluido.

5.2.3 Riesgo de Tasa de Interés

EMELECTRIC S.A. tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

	M$	%
Deuda a tasa fija	0	%
Deuda a tasa variable	63.815.158	100%
Total deuda financiera	**63.815.158**	**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$ 423.769 de mayor gasto por intereses.

5.2.4 Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

El riesgo de liquidez en EMELECTRIC S.A. es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la 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.

La deuda financiera con bancos de EMELECTRIC S.A. se ha estructurado en un 100% a largo plazo y posee un plazo de 3 años tal como se indica en el siguiente cuadro:

Perfil de Vencimientos	M$	%
Hasta 1 año	0	0%
De 1 a 3 años	12.500.670	100%
De 3 a 6 años	0	0%
Total	12.500.670	100%

5.2.5 Riesgo de Crédito.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los dos clientes más grandes representan solamente un 5,6 % y un 1,4% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

	Ventas	Clientes
Residencial	29%	234.664
Industrial	49%	3.945
Comercial	12%	7.916
Otros	10%	6.206

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 43% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

5.2.6 Riesgo de Liquidez.

5.2.6.1 Efecto en Flujo de Caja por Cambios de Precios de Nudo

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el período enero – septiembre de 2009, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 66% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

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

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. 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.

5.2.7 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 financieros de la empresa al 30 de septiembre de 2009. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros	Valor Libro al 30/09/2009 M$	Valor Justo al 30/09/2009 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	**63.815.158**	**63.585.091**	**-0,4%**

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.