EMPRESAS ELÉCTRICA ATACAMA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2010

INTRODUCCION

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros anuales 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 septiembre 2010 y 31 de diciembre de 2009, en cambio el Estado de Resultados Integrales al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.

1.- ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIO.

EMELAT es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la Región de Atacama. Al 30 de septiembre de 2010, EMELAT suministra energía eléctrica directamente a 86.898 clientes, abarcando la III Región. Es parte del Sistema Interconectado Central (SIC) y participa del negocio de subtransmisión, pero su foco está principalmente en el negocio de distribución de electricidad.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS.

Los resultados de la Sociedad al 30 de septiembre de 2010 muestran una disminución de un 36,4% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M$3.962.658.

2.1.- Estado de Resultados

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

ESTADO DE RESULTADOS	01-01-2010 30-09-2010 M$	01-01-2009 30-09-2009 M$	Variación M$	Variación %
Ingresos de actividades ordinarias.	47.922.383	53.342.210	(5.419.827)	-10,2%
Costo de ventas	(42.117.146)	(46.722.030)	4.604.884	-9,9%
Ganancia bruta	**5.805.237**	**6.620.180**	**(814.943)**	**-12,3%**
Otros ingresos, por función.	74.143	56.496	17.647	31,2%
Gasto de administración.	(2.783.168)	(2.692.272)	(90.896)	3,4%
Otras ganancias (pérdidas).	(39.890)	249.158	(289.048)	-116,0%
Ingresos financieros.	341.215	749.983	(408.768)	-54,5%
Costos financieros.	(192.727)	(376.877)	184.150	-48,9%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen	1.339.979	2.206.121	(866.142)	-39,3%
Diferencias de cambio.	(1.201)	0	(1.201)	-
Resultados por unidades de reajuste.	(127.333)	227.589	(354.922)	-155,9%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**4.416.255**	**7.040.378**	**(2.624.123)**	**-37,3%**
Gasto por impuestos a las ganancias.	(453.597)	(814.358)	360.761	-44,3%
Ganancia (pérdida)	**3.962.658**	**6.226.020**	**(2.263.362)**	**-36,4%**

2.2.- Análisis de Resultado.

La ganancia del período fue de M$3.962.658, lo que representa una disminución de un 36,4% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por:

- Menor ganancia bruta de M$814.943, lo que representa una disminución de un 12,3% respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a un menor margen compra-venta de energía y al efecto del nuevo decreto tarifario aplicable a los servicios complementarios a la venta de energía.

- Menor ganancia antes de impuestos de M$2.624.123, explicada principalmente por la menor ganancia bruta según lo enunciado en párrafo anterior, por el menor resultado por la participación en empresas asociadas de M$866.142, por el efecto de las unidades de reajuste de M$354.922 sobre las deudas en UF producto de la variación ésta y por menores ingresos financieros de M$408.768.

2.3.- Principales Indicadores.

A continuación se detallan los principales indicadores físicos y financieros.

Indicadores	Unidad	Sep-10	Sep-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	86.898	83.411	3.487	4,18%
Ventas físicas de energía	GWH	487,40	493,60	(6,20)	-1,26%
Ventas monetarias de energía	MM$	42.493	48.776	(6.283)	-12,88%
Compras monetarias de energía y peajes	MM$	(37.567)	(43.432)	5.865	-13,50%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM$	5.866	8.671	(2.805)	-32,35%
Cobertura de gastos financieros	Veces	23,91	19,68	4,23	21,51%
Ingresos Operacionales / Costos Operacionales	Veces	1,07	1,09	(0,02)	-1,67%
Utilidad por acción	$	647,97	1.018,07	(370,10)	-36,35%

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.

3.1.- Activos

ACTIVOS	30-09-2010 M$	31-12-2009 M$	Variación M$	%
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	409.509	799.893	(390.384)	-48,8%
Otros activos no financieros.	44.296	7.453	36.843	494,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	11.923.756	12.066.302	(142.546)	-1,2%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	2.288.892	3.568.851	(1.279.959)	-35,9%
Inventarios.	3.988	7.719	(3.731)	-48,3%
Activos por impuestos.	248.969	369.259	(120.290)	-32,6%
Total activos corrientes	**14.919.410**	**16.819.477**	**(1.900.067)**	**-11,3%**
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Derechos por cobrar.	261.266	362.085	(100.819)	-27,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	18.310	17.970	340	1,9%
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	14.545.885	14.148.370	397.515	2,8%
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	59.389	59.945	(556)	-0,9%
Plusvalía.	179.404	179.404	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo.	43.272.640	43.005.140	267.500	0,6%
Propiedad de inversión.	613.794	621.450	(7.656)	-1,2%
Total activos no corrientes	**58.950.688**	**58.394.364**	**556.324**	**1,0%**
TOTAL ACTIVOS	**73.870.098**	**75.213.841**	**(1.343.743)**	**-1,8%**

Al 30 de septiembre de 2010 los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de M$1.343.743 respecto al 31 de diciembre de 2009, de los cuales se debe distinguir:

– Los activos corrientes, presentan una disminución de M$1.900.067, que se debe principalmente a:

- Disminución en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M$1.279.959 debido a un menor traspaso de flujos de caja hacia la mesa de dinero de la sociedad matriz.

– Los activos no corrientes, presentan un aumento de M$556.324, que se debe principalmente a:

▪ Aumento en las inversiones asociadas, contabilizadas por el método de la participación de M$397.515, debido al reconocimiento en resultados y a la proporción de las ganancias de las empresas asociadas, compensado parcialmente por los dividendos pagados por éstas durante el período.

▪ Aumento en las Propiedades, plantas y equipos por M$267.500 principalmente por mayores inversiones de activos en relación al gasto por depreciaciones.

3.2.- Total Pasivos y Patrimonio Neto.

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	Variación M$	%
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos financieros.	7.687.818	154.702	7.533.116	4869,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	8.850.730	11.904.644	(3.053.914)	-25,7%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	2.329.630	1.402.830	926.800	66,1%
Otras provisiones a corto plazo.	41.830	137.674	(95.844)	-69,6%
Otros pasivos no financieros.	44.484	70.497	(26.013)	-36,9%
Total pasivos corrientes	**18.954.492**	**13.670.347**	**5.284.145**	**38,7%**
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos financieros.	0	7.497.995	(7.497.995)	-100,0%
Pasivos no corrientes	193.882	168.280	25.602	15,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	26.851	28.381	(1.530)	-5,4%
Pasivo por impuestos diferidos.	2.964.984	3.086.456	(121.472)	-3,9%
Provisiones por beneficios a los empleados.	1.150.403	1.063.342	87.061	8,2%
Total pasivos no corrientes	**4.336.120**	**11.844.454**	**(7.508.334)**	**-63,4%**
TOTAL PASIVOS	**23.290.612**	**25.514.801**	**(2.224.189)**	**-8,7%**
PATRIMONIO NETO				
Capital emitido.	12.523.549	12.523.549	0	0,0%
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	18.106.070	16.520.946	1.585.124	9,6%
Primas de emisión.	2.081.602	2.081.602	0	0,0%
Otras reservas.	17.868.265	18.572.943	(704.678)	-3,8%
Total patrimonio	**50.579.486**	**49.699.040**	**880.446**	**1,8%**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**73.870.098**	**75.213.841**	**(1.343.743)**	**-1,8%**

Al 30 de septiembre de 2010 los Pasivos Totales de la Sociedad, presentan una disminución de M$1.343.743 respecto del 31 de diciembre de 2009 de los cuales se debe distinguir:

– Los pasivos corrientes presentan un aumento de M$5.284.145, explicado principalmente por:

▪ Aumento de los pasivos financieros por M$7.533.116 producto del traspaso al corto plazo de préstamos bancarios.

▪ Disminución de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de M$ 3.053.914, debido a la disminución en las facturas por pagar de proveedores.

– Los pasivos no corrientes presentan una disminución de M$7.508.334, explicado principalmente por:

- Disminución de los pasivos financieros de M$7.497.995, producto del traspaso al corto plazo de préstamos bancarios.

- Disminución de los impuestos diferidos de M$121.472, producto de la disminución de las diferencias entre valores financieros y tributarios que sirven base para el cálculo.

– Respecto del patrimonio, cabe señalar que éste aumentó en M$880.446 respecto de diciembre 2009. Esta variación se explica principalmente por un aumento en las utilidades acumuladas de M$3.444.295 (netas de dividendos provisorios) y a la disminución en otras reservas de M$2.563.849.

3.3.- Indicadores.

Indicadores	Unidad	Sep-10	Sep-09	Variación	Variación %
Liquidez corriente	Veces	0,79	1,23	-0,44	-36,03%
Razón ácida	Veces	0,77	1,20	-0,43	-35,67%
Deuda / patrimonio	Veces	0,46	0,51	-0,05	-10,31%
Deuda corto plazo / deuda total	%	81,38	53,58	27,80	51,90%
Deuda Largo plazo / deuda total	%	18,62	46,42	-27,80	-59,90%
Deuda bancaria / deuda total	%	33,01	29,99	3,02	10,05%
Rentabilidad del patrimonio	%	7,83	12,53	-4,69	-37,46%
Rendimiento de activos operacionales	%	6,72	10,41	-3,69	-35,47%

3.1.1.- Liquidez corriente.

El índice de liquidez a septiembre de 2010 es de 0,79 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 0,44 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el aumento de los pasivos corrientes por traspaso al corto plazo de pasivos financieros.

3.1.2.- Razón ácida.

La razón ácida presenta una disminución de 0,43 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el aumento de los pasivos corrientes por traspaso al corto plazo de pasivos financieros.

3.1.3.- Razón de endeudamiento.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,46 veces a septiembre de 2010. La disminución se debe principalmente a un incremento en el patrimonio y una disminución de los pasivos respecto al 31 de diciembre de 2009.

3.1.4.- Cobertura de gastos financieros.

La cobertura de gastos financieros es de 23,91 veces y presenta un aumento de 4,23 veces, lo que se explica principalmente por un menor gasto financiero en proporción a la utilidad del período.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

La Sociedad tuvo durante el período un flujo neto negativo de efectivo y equivalente al efectivo de M$390.384. El cual se descompone de la siguiente manera:

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2010 30-09-2010 M$	01-01-2009 30-09-2009 M$	Variación M$	%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.918.418	8.497.550	(4.579.132)	-53,9%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.869.044)	(3.709.652)	840.608	-22,7%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.439.758)	(5.104.454)	3.664.696	-71,8%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(390.384)	(316.556)	(73.828)	23,3%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(390.384)	(316.556)	(73.828)	23,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	799.893	595.265	204.628	34,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	**409.509**	**278.709**	**130.800**	**46,9%**

4.1.- Flujo Operacional.

El flujo operacional presenta un flujo neto positivo de M$3.918.418, el cual corresponde a una disminución de M$4.579.132 con respecto al período anterior, lo que se explica principalmente por menores importes cobrados a clientes, compensados parcialmente con menores pagos a proveedores.

4.2.- Flujo de Inversión.

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de M$840.608, que se explica principalmente por mayores recaudaciones de préstamos a empresas relacionadas compensados parcialmente por un mayor monto de inversión en activos fijos.

4.3.- Flujo de Financiamiento.

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta positiva de M$3.664.696, originada principalmente por menores pagos de dividendos y mayores préstamos recibidos desde empresas relacionadas derivados de la cuenta corriente mercantil con sociedad matriz.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución y subtransmisión de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

5.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

La Sociedad participa en el negocio de la subtransmisión y distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en la Región de Atacama. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMELAT 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.

EMELAT distribuye energía eléctrica abasteciendo a 86.898 clientes en la Región de Atacama, cuyas ventas físicas alcanzaron a 487,4 GWh al cierre del período comprendido entre enero y septiembre de 2010.

Contratos de Suministro.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio licitado con los generadores ENDESA y GENER. Estos contratos tienen vigencia desde enero 2010 hasta 2019 y 2024, respectivamente.

Demanda.

El crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y con el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un 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, viviendas y consumo industrial, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano de la región.

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 lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias.

Mercado de Generación.

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 la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, 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.

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.

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.

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. El último cálculo se efectuó en el año 2008.

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, 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, 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.

EMELAT, 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 Nº320, del 09 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

Precios.

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley Nº 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL 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 subtransmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda.

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

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

5.2.- Riesgo financiero.

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, de la cual es parte la Sociedad, en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., Sociedad Controladora, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del 30 de septiembre de 2010, la deuda financiera de EMELAT alcanzó a M$7.687.818 que se encuentra denominada en unidades de fomento.

	30-09-2010		31-12-2009	
	M$	%	M$	%
Deuda en pesos o UF	7.687.818	100%	7.652.697	100%
Deuda en US$, pesificada mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda en US$ u otra extranjera	0	0%	0	0%
Total Deuda Financiera	**7.687.818**	**100%**	**7.652.697**	**100%**

No existen activos significativos que estén afectos a tipo de cambio.

En consecuencia, 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 anual, se observa un impacto negativo en resultados de M$142.959 (M$222.523 de mayor resultado al 30 de septiembre de 2009).

	UF	M$
Al 31/12/2009	360.000	7.539.437
Al 30/09/2010	360.000	7.682.396
Resultados por unidades de Reajuste		**(142.959)**

	UF	M$
Al 31/12/2008	360.000	7.722.925
Al 30/09/2009	360.000	7.500.402
Resultados por unidades de Reajuste		**222.523**

La Compañía mantiene el 100% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M$ 76.824, para el período concluido al 30 de septiembre de 2010 (M$75.002 al 30 de septiembre de 2009).

5.2.2.- Riesgo de Tasa de Interés

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados integrales.

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

	30-09-2010		31-12-2009	
	M$	%	M$	%
Deuda a Tasa fija	0	0%	0	0%
Deuda a tasa fija mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda tasa variable	7.687.818	100%	7.652.697	100%
Total deuda financiera	**7.687.818**	**100%**	**7.652.697**	**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$ 51.825 de mayor gasto por intereses.

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

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

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 100% del total.

El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M$ 30-09-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	7.746.015	0	7.746.015
Total	**7.746.015**	**0**	**7.746.015**
	100,0%	**0,0%**	**100%**

M$ 31-12-2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	626.309	7.573.117	8.199.426
Total	**626.309**	**7.573.117**	**8.199.426**
	7,6%	**92,4%**	**100%**

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 30 de septiembre de 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de EMELAT, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstos:

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 30.09.10 M$	Valor de Mercado Deuda al 30.09.10 M$	Diferencia (%)
Bancos	7.687.818	7.691.892	0%
Total	**7.687.818**	**7.691.892**	**0%**

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.09 M$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.09 M$	Diferencia (%)
Bancos	7.652.697	7.907.975	3%
Total	**7.652.697**	**7.907.975**	**3%**

5.2.5.- Riesgo de Crédito.

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy bajo. El reducido 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 como herramienta de cobranza definida en la ley. 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 un 13,8% y un 6,0% de las ventas.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

	30/09/2010		31/12/2009	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	19%	81.707	16%	78.873
Industrial	64%	888	69%	893
Comercial	12%	3.107	10%	3.080
Otros	5%	1.196	5%	1.144
Total	**100%**	**86.898**	**100%**	**83.990**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 47% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la 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.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

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. Dicho precio que corresponde al valor al cual compran las empresas distribuidoras a las empresas 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 la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

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

Producto de la crisis económica sufrida durante el 2009, se observó que en promedio los clientes concentraron 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. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas 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 EMELAT.

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.