EMPRESAS ELÉCTRICA ATACAMA S.A.
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

INTRODUCCION

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al período de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2009, 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.

La fecha de transición de la Sociedad es el 1 de enero de 2008, por lo tanto Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) 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 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, en cambio el Estado de Resultados Integrales al igual que el Estado de Flujos de Efectivo se compara entre los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

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 31 de diciembre de 2009, EMELAT suministra energía eléctrica directamente a 83.990 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 31 de diciembre de 2009 muestran una disminución de un 4,8% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando una utilidad de M$ 7.699.053.

2.1 Estado de Resultados

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

	Dic. 2009 M$	Dic. 2008 M$	Var. M$	Var. %
Ventas de Energía	64.150.667	72.517.030	(8.366.363)	-11,5%
Compras de Energía	(58.761.528)	(64.914.494)	6.152.966	-9,5%
Margen de Distribución	**5.389.139**	**7.602.535**	**(2.213.396)**	**-29,1%**
Margen de Subtransmisión	5.055.482	4.261.460	794.022	18,6%
Ingresos Servicios Asociados	3.425.270	6.384.426	(2.959.156)	-46,3%
Costos Servicios Asociados	(1.728.426)	(4.323.324)	2.594.898	-60,0%
Margen Servicios Asociados	**1.696.844**	**2.061.101**	**(364.257)**	**-17,7%**
Margen Bruto	**12.141.465**	**13.925.096**	**(1.783.631)**	**-12,8%**
Costos de Personal	(1.859.673)	(1.584.194)	(275.479)	17,4%
Contrato de Servicios	(2.907.295)	(2.715.434)	(191.861)	7,1%
Materiales	(157.549)	(149.760)	(7.789)	5,2%
Otros Gastos Operacionales	(822.861)	(735.016)	(87.845)	12,0%
Costos de Administración y O&M	**(5.747.378)**	**(5.184.404)**	**(562.974)**	**10,9%**
Depreciación	(1.696.623)	(1.504.147)	(192.476)	12,8%
Resultado Operacional	**4.697.464**	**7.236.545**	**(2.539.081)**	**-35,1%**
Gastos Financieros	(494.828)	(357.396)	(137.432)	38,5%
Resultado por Unidades de Reajuste	189.544	(607.824)	797.368	-131,2%
Utilidad Empresas relacionadas	2.914.294	2.033.379	880.915	43,3%
Otros	1.154.758	775.586	379.172	48,9%
Resultados No Operacional	**3.763.768**	**1.843.745**	**1.920.023**	**104,1%**
Utilidad Antes de Impuestos	**8.461.232**	**9.080.290**	**(619.058)**	**-6,8%**
Impuesto a la Renta	(762.179)	(995.339)	233.160	-23,4%
Utilidad	**7.699.053**	**8.084.951**	**(385.898)**	**-4,8%**

2.2 Análisis de Resultado

La ganancia del período antes de impuestos fue de M$8.461.232, lo que representa una disminución de un 6,8% (M$ 619.058) respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por:

- Menor margen bruto de M$1.783.631, lo que representa una disminución de un 12,8% respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a un menor margen de energía de M$2.213.396, por efecto de una menor venta física de energía y efecto del nuevo decreto tarifario, y un menor margen de otros negocios de M$364.257 principalmente por menores proyectos y construcción de obras a terceros.

- Mayores gastos de administración, operación y mantención de M$ 562.974, lo que representa un aumento de un 10,9% respecto al mismo período del año anterior. Debido principalmente a un mayor gasto en servicios contratados de M$ 191.861 y mayor gasto en Personal de M$ 275.479.

- Mayor resultado por resultado fuera de explotación de M$ 1.920.023, explicado principalmente por el reconocimiento en el resultado de la utilidad por la participación en empresas asociadas de M$880.915, el efecto positivo de las unidades de reajuste de M$797.368 sobre las deudas en UF producto de la variación negativa de ésta, compensado por un mayor gasto financiero de M$137.432, por una variación de tasa.

2.3 Principales Indicadores

A continuación se detallan los principales indicadores físicos y financieros.

Indicadores	Unidad	Dic-09	Dic-08	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	83.990	82.533	1.457	1,77%
Ventas físicas de energía	GWH	686,30	694,20	-7,90	-1,14%
Ventas monetarias de energía	MM$	64.151	72.517	-8.366	-11,54%
Compras monetarias de energía y peajes	MM$	-58.762	-64.914	6.152	-9,48%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM$	10.653	10.942	-289	-2,64%
Cobertura de gastos financieros	Veces	18,10	26,41	-8,31	-31,46%
Ingresos Operacionales / Costos Operacionales	Veces	1,08	1,11	-0,03	-2,79%
Utilidad por acción	$	1.258,94	1.322,04	-63,10	-4,77%

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

	Dic-09 M$	Dic-08 M$	Ene-08 M$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	799.893	595.265	581.400
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	12.066.302	13.002.027	12.702.475
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	3.568.851	2.060.208	1.139.372
Inventarios	7.719	266.620	123.197
Pagos Anticipados, Corriente	5.746	10.472	24.491
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	369.259	261.522	104.181
Otros Activos, Corriente	1.707	9.997	2.697
Total Activos Corrientes	**16.819.477**	**16.206.111**	**14.677.813**
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	362.085	550.040	256.683
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	17.970	22.403	18.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	14.327.773	12.394.764	8.012.417
Activos Intangibles, Neto	59.945	66.709	89.601
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	43.005.140	42.239.855	21.003.574
Propiedades de Inversión	621.450	631.657	324.045
Total Activos No Corrientes	**58.394.363**	**55.905.428**	**29.704.856**
TOTAL ACTIVOS	**75.213.840**	**72.111.539**	**44.382.669**

Al 31 de diciembre de 2009 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de $3.102.301 millones respecto del ejercicio anterior, de los cuales se debe distinguir:

– Los activos corrientes, presentan un aumento de M$ 613.366, que se debe principalmente a:

- Disminución en los deudores comerciales y en otras cuentas por cobrar de M$ 935.725, generado fundamentalmente por una mayor recaudación de los deudores relacionados con la venta de energía.

- Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M$ 1.508.643 debido a un mayor traspaso de los flujos de caja a la mesa de dinero de la sociedad matriz.

- Disminución de los inventarios de M$ 258.901 correspondiente a la realización de inventarios.

– Los activos no corrientes, presentan un aumento de M$ 2.488.935, que se debe principalmente a:

- Aumento de M$ 765.285 en Propiedades, Planta y Equipo, producto de mayores inversiones en relación al gasto por depreciaciones.

- Disminución de M$ 187.955 en los Deudores Comerciales y Cuentas por Cobrar, producto de traspaso a corto plazo de cuentas por cobrar relacionadas con ventas al crédito, por vencimiento.

- Aumento en las inversiones asociadas, contabilizadas por el método de la participación de M$1.933.009, debido al reconocimiento en resultados y a la proporción de las ganancias de las empresas asociadas, compensado por los dividendos pagados por éstas durante el período.

Al 31 de diciembre de 2008 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M$27.728.870, de los cuales se debe distinguir:

– Los activos corrientes, presentan un aumento de M$ 1.528.298, que se debe principalmente a:

  - Aumento en los deudores comerciales y en otras cuentas por cobrar de M$ 299.552, generado fundamentalmente por una menor recaudación de los deudores relacionados con la venta de energía.

  - Aumento en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas de M$920.836 debido a un mayor traspaso de los flujos de caja a la cuenta Corriente Mercantil con CGE S.A.

– Los activos no corrientes, presentan un aumento de M$ 26.200.572, que se debe principalmente a:

  - Aumento en las inversiones asociadas, contabilizadas por el método de la participación de M$4.382.347, debido al reconocimiento en resultados y a la proporción de las ganancias de las empresas asociadas, compensado por los dividendos provisorios pagados por éstas durante el ejercicio.

  - Aumento de M$ 21.236.281 en Propiedades, Planta y Equipo, producto de las revaluaciones del Activo Fijo efectuadas durante el año 2008.

3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	dic-09 M$	dic-08 M$	ene-08 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente	154.702	108.275	0
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	11.372.863	10.161.134	9.589.939
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	1.402.830	2.828.434	2.094.313
Provisiones, Corriente	137.674	102.194	15.665
Otros Pasivos, Corriente	14.856	134.397	123.076
Ingresos Diferidos, Corriente	70.497	215.585	568.147
Pasivos Acumulados (o Devengados),. Total	516.925	499.335	387.066
Total Pasivos Corrientes	**13.670.347**	**14.049.354**	**12.778.206**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes	7.497.995	7.649.185	0
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	168.279	188.595	96.821
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	28.381	53.753	6.161.807
Provisiones, no Corriente	0	60.272	19.601
Pasivos por Impuestos Diferidos	3.086.455	3.342.181	279.310
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	1.063.342	946.353	832.394
Total Pasivos No Corrientes	**11.844.452**	**12.240.339**	**7.389.933**
TOTAL PASIVOS	**25.514.799**	**26.289.693**	**20.168.139**
PATRIMONIO NETO			
Capital Emitido	14.605.152	14.605.152	13.581.648
Otras Reservas	20.432.114	19.285.096	112.986
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	14.661.775	11.931.598	10.519.896
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	**49.699.041**	**45.821.846**	**24.214.530**
Total Patrimonio Neto	**49.699.041**	**45.821.846**	**24.214.530**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**75.213.840**	**72.111.539**	**44.382.669**

Al 31 de diciembre de 2009 los Pasivos Totales de la Sociedad, presentan un aumento de M$3.102.301 respecto del ejercicio anterior, de los cuales se debe distinguir:

- Los pasivos corrientes presentan una disminución de M$ 379.007, explicado principalmente por:
  - Aumento de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar de M$ 1.211.729, debido a la aumento en las facturas por pagar de proveedores.
  - Disminución en las cuentas por pagar a las entidades relacionadas de M$ 1.425.604, debido principalmente al pago de los dividendos por las utilidades del ejercicio 2008.
- Los pasivos no corrientes presentan una disminución de M$ 395.887, explicado principalmente por:
  - Disminución de los préstamos de M$ 151.190, producto de la disminución del valor de la UF, la cuál afecta directamente a las operaciones reajustables.
  - Disminución de los impuestos diferidos de M$ 255.726, 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$ 3.877.195 respecto de diciembre 2008. Esta variación se explica principalmente por un aumento en las utilidades acumuladas de M$2.730.177 (netas de dividendos provisorios) y al aumento en otras reservas de M$ 1.147.018.

Al 31 de diciembre de 2008 los pasivos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M$ 27.728.870 millones, de los cuales se debe distinguir:

- Aumento de los préstamos que devengan intereses no corrientes de M$ 7.649.185, producto de los préstamos que se tomaron con CorpBanca y Banco Chile.

- Disminución en las cuentas por pagar a las entidades relacionadas no corrientes de M$ 6.108.054, debido al término de la Cuenta Corriente Mercantil con Empresas Emel S.A.

- Aumento de los impuestos diferidos de M$ 3.062.871, producto de los aumentos de las diferencias entre valores financieros y tributarios que sirven base para el cálculo.

3.3 Indicadores

Indicadores	Unidad	Dic-09	Dic-08	Variación	Variación %
Liquidez corriente	Veces	1,23	1,15	0,08	6,96%
Razón ácida	Veces	1,20	1,11	0,09	7,88%
Deuda / patrimonio	Veces	0,51	0,57	-0,06	-10,52%
Deuda corto plazo / deuda total	%	53,58	53,44	0,14	0,26%
Deuda Largo plazo / deuda total	%	46,42	46,56	-0,14	-0,30%
Deuda bancaria / deuda total	%	29,99	29,51	0,49	1,65%
Rentabilidad del patrimonio	%	15,49	17,64	-2,15	-12,20%
Rendimiento de activos operacionales	%	12,92	17,03	-4,11	-24,14%

3.1.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2009 es de 1,23 veces, lo que representa un aumento de este coeficiente en 0,08 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por la disminución de los pasivos corrientes por pagos a Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas, disminución de Ingresos Diferidos y Otros Pasivos.

3.1.2 Razón ácida

La razón ácida presenta un aumento de 0,09 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por la disminución de los pasivos corrientes por pagos a Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas, disminución de Ingresos Diferidos y Otros Pasivos.

3.1.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,51 veces a diciembre de 2009. La disminución se debe principalmente a un incremento en el patrimonio y una disminución de los pasivos respecto al mismo período del año anterior.

3.1.4 Cobertura de gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de 18,10 veces y presenta una disminución 8,31 veces, lo que se explica por un menor margen bruto y mayores gastos de administración en relación al ejercicio 2008.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

	Dic.2009 M$	Dic. 2008 M$	Variación M$	%
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	10.807.116	10.602.314	204.802	1,9%
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.469.832)	(4.586.834)	117.002	-2,6%
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(6.132.656)	(6.001.615)	(131.041)	2,1%
Flujo Neto Total del Ejercicio	**204.628**	**13.865**	**190.763**	**93,2%**
Saldo Incial de Efectivo	595.265	581.400	13.865	2,3%
Saldo Final de Efectivo	799.893	595.265	204.628	25,6%

La Sociedad generó durante el período, un flujo neto positivo de efectivo y equivalente al efectivo de M$204.628. El cual se descompone de la siguiente manera:

4.1 Flujo Operacional

El flujo operacional presenta un flujo neto positivo en comparación con el período 2008 de M$ 204.802, explicado principalmente por menores pagos a proveedores y contratistas, menores pagos por impuesto al valor añadido y menores pagos por impuestos a las ganancias, compensado parcialmente por menores importes cobrados a clientes.

4.2 Flujo de Financiamiento

Las actividades de financiamiento presentan una variación neta negativa de M$ 131.041, originada principalmente por la disminución en la obtención de préstamos bancarios, compensada por el pago de préstamos a empresas relacionadas.

4.3 Flujo de Inversión

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de M$ 117.002, que se explica principalmente por un menor monto de inversión en activos fijos compensados por pago de préstamos a empresas relacionadas.

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 83.990 clientes en la Región de Atacama, cuyas ventas físicas alcanzaron a 686,3 GWh al cierre del período comprendido entre enero y diciembre de 2009.

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 estarán vigentes desde enero 2010 hasta 2019 y 2024, respectivamente. En el intertanto la distribuidora 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 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.

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.

<u>Precios</u>

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 31 de diciembre, la deuda financiera de EMELAT alcanzó a M$7.652.697, la que se encuentra denominada en unidades de fomento.

	31-12-2009		31-12-2008	
	M$	%	M$	%
Deuda en pesos o UF	7.652.697	100%	7.757.460	100%
Deuda en US$, pesificada mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda en US$ u otra extranjera	0	0%	0	0%
Total Deuda Financiera	**7.652.697**	**100%**	**7.757.460**	**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 positivo de M$ 183.488.

	UF	M$
Al 31/12/2008	360.000	7.722.925
Al 31/12/2009	360.000	7.539.437
Resultados por unidades de Reajuste		**183.488**

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$ 75.395, para el ejercicio recién concluido.

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.

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

	31-12-2009		31-12-2008	
	M$	%	M$	%
Deuda a Tasa fija	0	0%	0	0%
Deuda a tasa fija mediante derivados	0	0%	0	0%
Deuda tasa variable	7.652.697	100%	7.757.460	100%
Total deuda financiera	**7.652.697**	**100%**	**7.757.460**	**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$ 75.395 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 reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 4,3% del total. El 95,7% de la deuda se ha estructurado a largo plazo mediante créditos bancarios.

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

M$ Al 31/12/2008	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	362.299	7.996.731	8.359.030
Total	**362.299**	**7.996.731**	**8.359.030**
	4,3%	**95,7%**	**100,0%**

M$ Al 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%**	**100,0%**

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 31 de diciembre 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 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 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%**

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.08 M$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.08 M$	Diferencia (%)
Bancos	7.757.460	7.341.860	-5%
Total	**7.757.460**	**7.341.860**	**-5%**

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% y un 5% de las ventas.

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

	31-12-2009		31-12-2008	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	16%	78.873	17%	77.627
Industrial	69%	893	70%	892
Comercial	10%	3.080	9%	3.103
Otros	5%	1.144	4%	911
Total	**100%**	**83.990**	**100%**	**82.533**

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 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.