

## EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA TRANSEMEL S.A. ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

### Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados y el Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

### 1. ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS

TRANSEMEL S.A. es una empresa que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad, en las regiones XV, I y II. Es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y su foco está en el negocio de subtransmisión.

### 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 muestran una disminución de 233,8% respecto al mismo ejercicio del año anterior, alcanzando una pérdida de M\$ 1.697.725.

#### 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\$)	31-dic-10	31-dic-09	Var.	Var. %
Ventas de Energía	2.987.343	2.938.019	49.324	1,7%
Compras de Energía	(23.525)	(12.070)	(11.455)	94,9%
<b>Margen Bruto</b>	<b>2.963.818</b>	<b>2.925.949</b>	<b>37.869</b>	<b>1,3%</b>
Costos de Administración y O&M	(1.122.239)	(1.083.192)	(39.047)	3,6%
<b>Resultado Operacional sin Depreciación</b>	<b>1.841.579</b>	<b>1.842.757</b>	<b>(1.178)</b>	<b>(0,1%)</b>
Depreciación	(657.363)	(658.790)	1.427	(0,2%)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>1.184.216</b>	<b>1.183.967</b>	<b>249</b>	<b>0,0%</b>
Ingresos Financieros	4.384	32.391	(28.007)	(86,5%)
Gastos Financieros	(156.450)	(302.482)	146.032	(48,3%)
Otros Ingresos / (Gastos)	(3.096.529)	(80)	(3.096.449)	3.870.561,3%
Resultados por Unidades de Reajuste	(85.101)	561.570	(646.671)	(115,2%)
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>(2.149.480)</b>	<b>1.475.366</b>	<b>(3.624.846)</b>	<b>(245,7%)</b>
Impuestos	451.755	(207.880)	659.635	(317,3%)
<b>Utilidad neta</b>	<b>(1.697.725)</b>	<b>1.267.486</b>	<b>(2.965.211)</b>	<b>(233,9%)</b>

## 2.2 Análisis de Resultados

La pérdida del ejercicio antes de impuestos fue de M\$ 2.149.480, lo que representa una disminución de M\$ 3.624.846 equivalente a un 245,7% respecto al año anterior. Esto se explica principalmente por:

- Mayor margen de subtransmisión de M\$ 37.869, principalmente por la aplicación del decreto N° 320 que regula el sistema tarifario.
- Mayor costo de administración de M\$ 39.047 debido al aumento en servicios contratados.
- Menor resultado por unidades de reajuste de M\$ 646.671 sobre las deudas en UF, producto de la variación positiva de ésta, compensado por la variación del precio del dólar con respecto al 31 de diciembre 2009.
- Menores gastos financieros de M\$ 146.032, explicado por mayores intereses bancarios M\$ 7.188, compensado con menores intereses por la cuenta corriente mercantil con empresas relacionadas de M\$ 153.220.
- Mayor cargo a resultados por efecto de revaluación de activos por aplicación de IFRS de M\$ 3.041.396 y otros M\$ 55.053.

## 2.3 Principales Indicadores

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

Indicador	Unidad	31-dic-10	31-dic-09	Var.	Var. %
Margen de Subtransmisión	M\$	2.987.343	2.938.019	49.324	1,7%
Compras monetarias de energía y peajes	M\$	(23.525)	(12.070)	(11.455)	94,9%
R.A.I.I.D.A.I.E.*	M\$	(1.335.667)	2.436.638	(3.772.305)	(154,8%)
Cobertura de gastos financieros	Veces	11,77	6,09	5,68	93,2%
Utilidad por acción	\$	(3,43)	2,56	(5,99)	(233,9%)

## 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

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 del estado de situación durante el ejercicio se detalla a continuación:

	31-dic-10	31-dic-09	Variación	dic-10 / dic-09
<b>Activos</b>				
Activos Corrientes	1.090.947	2.022.046	(931.099)	(46,0%)
Activos No Corrientes	22.797.903	24.889.804	(2.091.901)	(8,4%)
<b>Total Activos</b>	<b>23.888.850</b>	<b>26.911.850</b>	<b>(3.023.000)</b>	<b>(11,2%)</b>
<b>Pasivos</b>				
Pasivos Corrientes	1.772.997	1.664.112	108.885	6,5%
Pasivos No Corrientes	5.721.552	6.267.969	(546.417)	(8,7%)
Patrimonio	16.394.301	18.979.769	(2.585.468)	(13,6%)
<b>Total Pasivos</b>	<b>23.888.850</b>	<b>26.911.850</b>	<b>(3.023.000)</b>	<b>(11,2%)</b>

### 3.1 Activos

Los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de M\$ 3.023.000 equivalente a un 11,2%, y se compone principalmente de:

Los activos corrientes presentan una disminución respecto al año anterior de M\$ 931.099, que se debe principalmente a la disminución en las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por M\$ 1.198.243 por mayor traspaso a mesa de dinero a matriz y menores saldos en efectivo y equivalentes al efectivo por \$129.084, compensado con aumento en activos por impuestos M\$ 374.078 por impuestos diferidos principalmente.

Los activos no corrientes presentan una disminución respecto al año anterior de M\$ 2.091.901, debido a la aplicación del proceso de revaluación de los activos por M\$ 3.041.397, depreciación por M\$ 657.363 compensado con las inversiones del ejercicio M\$ 1.199.557 e impuestos diferidos M\$ 571.043.

### 3.2 Total Pasivos y Patrimonio Neto

El total del pasivo y patrimonio neto presenta una disminución de M\$ 3.023.000 equivalente a un 11,2% en relación al año anterior, diferencia compuesta por:

Los pasivos corrientes tuvieron un aumento de M\$ 108.885 respecto al año anterior, que se explica principalmente por el aumento de las cuentas por pagar con empresas relacionadas por M\$ 114.006.

Una disminución de los pasivos no corrientes en M\$ 546.417 respecto a diciembre de 2009, lo que se explica principalmente por la disminución de deuda por M\$ 656.995, compensado con un aumento de los préstamos que devengan intereses por M\$ 136.715.

Una disminución en el patrimonio de la compañía respecto al año anterior de M\$ 2.585.468, equivalente a un 13,6%, que se explica fundamentalmente por la disminución de utilidades acumuladas por M\$ 2.491.435 y otras reservas por M\$ 94.033.

### 3.3 Indicadores

Indicador	31-12-2010	31-12-2009
Liquidez Corriente:		
Activos corrientes / Pasivos corrientes	0,62	1,22
Razón Ácida:		
(Activos corrientes - Inventarios)/Pasivos corrientes	0,62	1,22
Razón de Endeudamiento:		
(Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,46	0,42
Deuda Corriente (%):		
Pasivos corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	23,66%	20,98%
Deuda No Corriente (%):		
Pasivos no corrientes / (Pasivos corrientes + Pasivos no corrientes)	76,34%	79,02%
Rentabilidad Patrimonial (%):		
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Patrimonio neto promedio	-9,60%	3,3%
Rentabilidad del Activo (%):		
Ganancia (Pérdida) después de impuestos / Total Activos promedio	-6,68%	4,6%
Cobertura de gastos Financieros:		
(Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto + Gastos Financieros) / Gastos financieros	12,74	5,88

### 3.3.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2010 presenta una disminución de 0,62 veces, debido al traspaso de fondos a casa matriz.

### 3.3.2 Razón ácida

La razón ácida a diciembre de 2010 es igual al índice anterior, debido a que el valor de las existencias no es significativo dentro de los activos corrientes.

### 3.3.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento tiene un leve aumento de 0,04 veces respecto a diciembre de 2009 que se debe principalmente a una disminución en el patrimonio.

### 3.3.4 Cobertura gastos financieros

La cobertura de gastos financieros presenta un aumento 6,86 veces, debido principalmente al menor resultado antes de impuesto por efecto de la aplicación del proceso de revaluación de los activos.

### 3.3.5 Deuda corriente y no corriente

La proporción de la deuda corriente disminuye en 2,68% respecto a diciembre de 2009, debido principalmente a la disminución de otras cuentas por pagar de largo plazo.

## 4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

	31-dic-10	31-dic-09	Variación	
	M\$	M\$	M\$	%
Flujos utilizados en la Operación	61.702	2.198.131	(2.136.429)	(97,2%)
Flujos utilizados en Financiamiento	327.248	(896.416)	1.223.664	(136,5%)
Flujos utilizados en Inversión	(518.034)	(1.170.837)	652.803	(55,8%)
Flujos neto del ejercicio	(129.084)	130.878	(259.962)	(198,6%)
Saldo inicial de efectivo	134.504	3.627	130.877	3.608,4%
<b>Saldo Final de Efectivo</b>	<b>5.420</b>	<b>134.505</b>	<b>(129.085)</b>	<b>(96,0%)</b>

La Sociedad generó durante el ejercicio 2010, un flujo neto negativo de M\$ 129.084 que está compuesto de la siguiente forma:

### 4.1 Flujo Operacional

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$ 61.702, que es menor en M\$ 2.136.429, respecto al mismo ejercicio del año anterior. Explicado por una menor recaudación por cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios M\$ 1.054.285, y el aumento de pago a proveedores M\$ 812.574, y al mayor pago de impuestos a las utilidades M\$ 279.813.

## 4.2 Flujo de Inversión

A diciembre de 2010 se generó un flujo negativo de M\$ 518.034, donde presenta una variación positiva respecto del ejercicio 2009 de M\$ 652.803, por el menor pago de préstamos a entidades relacionadas por un monto de M\$ 830.484, mayor cobro a empresas relacionadas M\$ 1.002.607, compensado con pago por compras de propiedades, plantas y equipos M\$ 1.192.902.

## 4.3 Flujo de Financiamiento

A diciembre de 2010 se generó un flujo positivo de M\$ 327.248, donde presenta una variación positiva respecto del ejercicio 2009 de M\$ 1.223.664, por el menor pago de préstamos a entidades relacionadas por un monto de M\$ 6.413.973, compensado con menor obtención de préstamos de M\$ 5.586.683.

## 5 POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la 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

TRANSEMEL participa en el negocio de transmisión de energía eléctrica en Chile. Cuenta con una infraestructura de subtransmisión que se extiende por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) entregando suministro a EMELARI, ELIQSA y ELECDA en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, respectivamente.

#### 5.1.1 Aspectos regulatorios

El sector eléctrico chileno está regulado por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, denominado Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento, promulgado por Decreto Supremo N° 327 de 1998 del ministerio antes citado. El texto de la Ley General de Servicios Eléctricos y el de las sucesivas modificaciones introducidas por leyes promulgadas entre diciembre de 1982 y abril de 2006, fueron refundidos, coordinados y sistematizados por medio del Decreto de Fuerza de Ley N°4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

En concordancia con la política económica que se aplica en el país, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

Lo anterior se traduce en que las empresas tienen una amplia libertad para decidir sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Rut : 96.893.220-9  
Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la XV, I, y II regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población.

Las empresas generadoras y transmisoras tienen la obligación de coordinar la operación de sus centrales y líneas de transmisión que funcionan interconectadas entre sí, con el fin de preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación a mínimo costo.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras es efectuada en cada sistema eléctrico por un Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC, organismo conformado por las principales empresas de generación y transmisión. El CDEC es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía y potencia que se producen entre todos los generadores.

Durante el año 2010, el hito regulatorio más relevante tiene relación con el “Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión”. Durante este ejercicio continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse el Capítulo II de las Bases Definitivas el punto 4.5 denominado “De Las Economías de Ámbito y Escala”, lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central

Rut : 96.893.220-9  
Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de 3 meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

### **5.1.2 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.

TRANSEMEL sólo participa del negocio de subtransmisión, y lo hace a través de sus activos que se extienden por el SING entregando suministro a EMELARI, ELIQA y ELECDA.

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.

Rut : 96.893.220-9  
Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



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 tendrán vigencia hasta el año 2010.

### Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente, el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que tendrán vigencia hasta el año 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 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 de TRANSEMEL están directamente relacionados con la demanda requerida por los clientes regulados del SING. 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

Rut : 96.893.220-9  
Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
Tipo de Balance : Individual



cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

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

## 5.2 Riesgo financiero

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria.

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

### 5.2.1 Riesgo de tipo de cambio

Al cierre del ejercicio, la deuda de TRANSEMEL en moneda nacional alcanzó a M\$ 5.751.015 y M\$ 657.961, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	5.751.015	90%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	657.961	10%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>6.408.976</b>	<b>100%</b>

2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	5.605.617	81%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	1.344.641	19%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>6.950.258</b>	<b>100%</b>

La exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso y del dólar respecto del peso.

Actualmente, la Sociedad posee un stock de deuda en dólares de US\$ 1.405.869. Al cierre del ejercicio, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 468,01 es decir un 7,7% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2009, fecha en que alcanzó un valor de \$ 507,10. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$ 549,17 y \$ 468,01 respectivamente.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en los resultados de la Sociedad debido a la variación del tipo de cambio.

Rut : 96.893.220-9  
 Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



2010		Real	Escenario			
		Con US\$ de cierre 468,01 M\$	Con US\$ max. 549,17 M\$	Con US\$ min. 468,01 M\$	TC +1% mensual M\$	TC -1% mensual M\$
Item	US\$					
Al 31/12/09	1.405.869	712.916	712.916	712.916	712.916	712.916
Saldo por Amortizar dentro de 12 meses	1.245.760	Efecto por amortización -7.988	Efecto por amortización -7.988	Efecto por amortización -7.988	Efecto por amortización -13.869	Efecto por amortización -2.107
Al 31/12/10	1.405.869	657.961	772.061	657.961	664.540	651.381
<b>Utilidad (pérdida) por Diferencia cambio</b>		<b>46.967</b>	<b>-67.133</b>	<b>46.967</b>	<b>34.507</b>	<b>59.428</b>

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una ganancia por diferencia de cambio de M\$ 34.507 y M\$ 59.428 para el ejercicio recién concluido.

2009		Real	Escenario			
		Con US\$ de cierre 507,10 M\$	Con US\$ max. 643,87 M\$	Con US\$ min. 491,09 M\$	TC +1% mensual M\$	TC -1% mensual M\$
Item	US\$					
Al 31/12/08	2.651.629	1.687.629	1.687.629	1.687.629	1.687.629	1.687.629
Saldo por Amortizar dentro de 12 meses	1.197.848	Efecto por amortización 90.155	Efecto por amortización 90.155	Efecto por amortización 90.155	Efecto por amortización 84.058	Efecto por amortización 96.253
Al 31/12/09	2.651.629	1.344.641	1.707.304	1.302.188	1.358.085	1.331.197
<b>Utilidad (pérdida) por Diferencia cambio</b>		<b>433.143</b>	<b>70.480</b>	<b>475.596</b>	<b>413.602</b>	<b>452.685</b>

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 413.602 y M\$ 452.685 para el ejercicio 2009.

Por otro lado 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 al cierre, se observa un impacto negativo para el ejercicio 2010 de M\$ 136.714.

2010		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización	266.670	5.584.838
<b>Al 31/12/2010</b>		<b>266.670</b>	<b>5.721.552</b>
<b>Efecto por unidad de reajuste</b>			<b>-136.714</b>
2009		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 12 meses Efecto amortización Nueva Deuda	266.670	0 5.599.745
<b>Al 31/12/2009</b>		<b>266.670</b>	<b>5.584.838</b>
<b>Efecto por unidad de reajuste</b>			<b>14.907</b>

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 utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 57.216 para el ejercicio recién concluido.

## 5.2.2 Riesgo de tasa de interés

TRANSEMEL para el ejercicio 2010 tiene el 100% de la deuda financiera en UF estructurada a tasa variable.

Rut : 96.893.220-9  
 Ejercicio : 01-01-2010 al 31-12-2010  
 Tipo de Moneda : Miles de Pesos  
 Tipo de Balance : Individual



2010	M\$	%
Deuda a tasa Fija	0	0%
Deuda a tasa variable	5.751.015	100%
<b>Total deuda Financiera</b>	<b>5.751.015</b>	<b>100%</b>

2009	M\$	%
Deuda a tasa Fija	0	0%
Deuda a tasa variable	5.605.617	100%
<b>Total deuda Financiera</b>	<b>5.605.617</b>	<b>100%</b>

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 57.510 de mayor gasto por intereses.

### 5.2.3 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

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

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

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo. El flujo de la deuda financiera con bancos se ha estructurado en un 96% a largo plazo, como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	233.781	5.838.122	0	0	0	6.071.903
<b>Total</b>	<b>233.781</b>	<b>5.838.122</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.071.903</b>
	4%	96%	0%	0%	0%	100%

M\$ al 31/12/09	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	161.379	5.826.685	0	0	0	5.988.063
<b>Total</b>	<b>161.379</b>	<b>5.826.685</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.988.063</b>
	3%	97%	0%	0%	0%	100%

### 5.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es limitado debido al corto plazo de cobro a los clientes.

El principal cliente de TRANSEMEL es el generador GasAtacama y el pago de la factura se realiza dentro del mes siguiente al mes en que se prestó el servicio.

### 5.4 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es acotado ya que los ingresos de la sociedad son muy estables y predecibles.

### 5.5 Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado (con instituciones financieras)

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendría la deuda financiera de la empresa al 31 de diciembre 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 el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

<b>Pasivos Financieros 2010 M\$</b>	<b>Valor Libro al 31-12-2010 M\$</b>	<b>Valor Justo al 31-12-2010 M\$</b>	<b>Diferencia %</b>
Total Pasivo Financiero	5.751.015	5.865.734	2,0%

<b>Pasivos Financieros 2009 M\$</b>	<b>Valor Libro al 31-12-2009 M\$</b>	<b>Valor Justo al 31-12-2009 M\$</b>	<b>Diferencia %</b>
Total Pasivo Financiero	5.605.617	5.516.418	-1,6%

### 5.6 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.