



## **TRANSELEC S.A. Y FILIAL**

### **ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**AL 30 DE JUNIO DE 2011**

#### **INTRODUCCION**

Durante los seis primeros meses de 2011, Transelec S.A. y filial obtuvo una utilidad neta de MM\$22.465 (MM\$27.002 en el mismo periodo de 2010), que corresponde a una disminución de 16,8% con respecto al periodo de comparación. Los ingresos de explotación fueron MM\$92.507, que corresponde a un aumento de 7,5% al compararlos con los ingresos registrados en el mismo periodo de 2010 (MM\$86.013). El EBITDA del periodo fue MM\$76.854, con un margen EBITDA sobre ingresos de 83,1% (82,0% en 2010). Por su parte, el resultado fuera de explotación y los impuestos del periodo 2011 correspondió a un cargo de MM\$31.945 (MM\$20.182 en el mismo periodo de 2010). Este aumento de la pérdida por resultados fuera de explotación se explica fundamentalmente por el mayor costo financiero (MM\$16.763 en el primer semestre de 2011 comparado con MM\$8.403 registrado en igual periodo de 2010), y por la mayor pérdida generada por el resultado de las unidades de reajuste durante 2011 (MM\$13.690), en tanto que en igual periodo de 2010 este concepto correspondió a una pérdida de sólo MM\$6.920.

En enero de 2011, Transelec emitió bonos locales por un monto agregado de 7 millones de UF (serie L, por UF 2,5 millones al 3,65% anual, serie M, por UF 1,5 millones al 4,05% anual y serie N, por UF 3,0 millones al 3,95% anual) con el objetivo de disponer en forma anticipada de los fondos necesarios para realizar el pago, al vencimiento, de los bonos Yankee, cuyo último cupón venció el 15 de Abril de 2011.

Asimismo, en Marzo, bancos locales otorgaron una Línea de Crédito comprometida por UF 3 millones que tiene por objeto financiar desembolsos asociados al plan de inversiones de la compañía.

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 30 de junio de 2011 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), y que corresponde a la adopción integral, explícita y sin reservas de la referida norma internacional. Las cifras de este Análisis Razonado están expresadas en millones de pesos chilenos (MM\$), dado que el peso corresponde a la moneda funcional de Transelec S.A..

## 1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2011 MM\$	Junio 2010 MM\$	Variación 2011/2010 %
Ingresos de Explotación	92.507	86.013	7,6%
Venta de Peajes	87.445	82.526	6,0%
Trabajos y Servicios	5.062	3.487	45,2%
Costos de Explotación	-34.479	-35.653	-3,3%
Costos Fijos	-13.248	-12.949	2,3%
Depreciación	-21.231	-22.704	-6,5%
Gastos Administración y Ventas	-3.618	-3.176	13,9%
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>54.410</b>	<b>47.183</b>	<b>15,3%</b>
Ingresos Financieros	1.609	561	186,7%
Costos Financieros	-16.763	-8.403	99,5%
Diferencias de cambio	-882	-1.535	-42,5%
Resultado por unidades de reajuste	-13.690	-6.920	97,8%
Otras Ganancias	882	415	112,8%
<b>Resultado Fuera de Explotación</b>	<b>-28.844</b>	<b>-15.881</b>	<b>81,6%</b>
<b>Resultado Antes Impuesto Renta</b>	<b>25.566</b>	<b>31.302</b>	<b>-18,3%</b>
Impuesto a la Renta	-3.101	-4.300	-27,9%
<b>Utilidad del Período</b>	<b>22.465</b>	<b>27.002</b>	<b>-16,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>76.853</b>	<b>70.490</b>	<b>9,0%</b>

EBITDA=Utilidad del Período+abs(Impuesto a la Renta)+abs(Depreciación)+abs(Resultado Fuera de Explotación)+abs(Otras Ganancias)+Intereses financieros por Leasing.

### a) Resultado de la Explotación

En el primer semestre del ejercicio 2011, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$92.507 (MM\$86.013 en igual período de 2010), representando un aumento de 7,5%. Cabe señalar que los ingresos de explotación provienen principalmente de la comercialización de la capacidad de transmisión de las instalaciones, pero además incluyen ventas de servicios relacionados con la actividad principal. Durante el primer semestre de 2011 se brindaron servicios de ingeniería y otros servicios que ascienden a un 5,5% del total de los ingresos de explotación; en igual periodo del año 2010 esos otros servicios sólo ascendieron a un 4,1% de los ingresos totales.

Los costos de explotación durante el periodo en análisis de 2011 fueron MM\$34.479 (MM\$35.653 en 2010). Estos costos de explotación provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones. Porcentualmente los costos se desglosan básicamente en un 62% por la depreciación de los bienes del activo fijo (64% en 2010), en tanto que el restante 38% (36% en 2010) corresponde a costo de personal, de suministros y de servicios contratados.

Los gastos de administración y ventas fueron MM\$3.618 (MM\$3.176 en 2010) y están conformados principalmente en un 94% (94% en 2010) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 6% por depreciación (6% en 2010).

## b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación del primer semestre de 2011 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$28.843 (MM\$15.881 en igual periodo de 2010), y fue generado, entre otros, por los costos financieros por MM\$16.763 (MM\$8.403 en 2010). Este fuerte aumento de los costos financieros se debe a fundamentalmente a que los intereses devengados en 2010 fueron parcialmente compensados por la reversa de la diferencia entre el valor libro de los bonos series B1 y B2, amortizados en el mes de marzo de 2010, resultando un abono por esa reversa de MM\$6.455 durante 2010. Otra partida importante que afectó el resultado fuera de explotación durante el primer semestre de 2011 fue el resultado por unidades de reajuste que se registró como un cargo por MM\$13.690 (en el mismo periodo del año 2010 se registró como un cargo sólo por MM\$6.920).

## 2. ANALISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2011 MM\$	Diciembre 2010 MM\$	Variación 2011/2010 %
Activos corrientes	65.340	79.312	-17,6%
Activos no corrientes	1.742.015	1.676.933	3,9%
<b>Total Activos</b>	<b>1.807.355</b>	<b>1.756.245</b>	<b>2,9%</b>
Pasivos corrientes	55.824	183.111	-69,5%
Pasivos No Corrientes	842.245	653.617	28,9%
Patrimonio	909.286	919.517	-1,1%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>1.807.355</b>	<b>1.756.245</b>	<b>2,9%</b>

La disminución del activo corriente a junio de 2011 con respecto a diciembre de 2010 se debe fundamentalmente a la disminución de la caja por el pago de dividendos definitivos correspondientes al año 2010 y dividendos provisorios con cargo al año en curso por un monto total de MM\$32.366.

La disminución de los pasivos corrientes en junio de 2011 con respecto a diciembre de 2010 corresponde al vencimiento del bono Yankee por un monto de US\$245 millones y su swap asociado en abril de 2011.

## VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Junio 2011 MM\$	Diciembre 2010 MM\$	Variación 2011/2010 %
Terrenos	20.460	19.949	2,6%
Construcción y obras de infraestruct.	857.812	851.299	0,8%
Maquinarias y equipos	394.288	390.316	1,0%
Otros activos fijos	1.914	1.891	1,2%
Depreciación	-191.328	-168.902	13,3%
<b>Total</b>	<b>1.083.146</b>	<b>1.094.553</b>	<b>-1,0%</b>

## DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
				Junio 2011	Diciembre 2010
Yankee bond	US\$	7,88%	Fixed	-.-	245
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	6,0	6,0
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	13,5	13,5
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	3,3	3,3
Bono Serie F	CLP	5,70%	Fija	33.600,0	33.600,0
Bono Serie H	UF	4,80%	Fija	3,0	3,0
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	1,5	1,5
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	1,6	1,6
Bono Serie L	UF	3,65%	Fija	2,5	-.-
Bono Serie M	UF	4,05%	Fija	1,5	-.-
Bono Serie N	UF	3,95%	Fija	3,0	-.-

## 3.PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Junio 2011 MM\$	Junio 2010 MM\$	Variación 2011/2010 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	57.403	53.984	6,3%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-39.721	-51.488	-22,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-34.964	-82.718	-57,7%
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>-17.283</b>	<b>-80.222</b>	<b>-78,5%</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del periodo	35.496	137.897	-74,3%
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final</b>	<b>18.213</b>	<b>57.675</b>	<b>-68,4%</b>

En el primer semestre de 2011, el flujo neto originado por actividades de financiamiento fue negativo por MM\$34.964, debido fundamentalmente al pago de los dividendos pagados por MM\$32.366 y a los costos del refinanciamiento del Yankee Bond y su swap asociado. Durante el mismo periodo de 2010, el flujo por actividades de financiamiento alcanzó un monto negativo de MM\$82.718, debido principalmente a la amortización de los bonos Serie B por UF 3,04 millones.

En los seis primeros meses de 2011, las actividades de inversión generaron un flujo de salida de efectivo por un monto de MM\$39.721, originado fundamentalmente por el pago de anticipos por los avances realizados en obras en curso. Durante igual periodo de 2010, el flujo por actividades de inversión fue negativo por un monto de MM\$51.488 debido a la incorporación neta de activos fijos.

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 30 de junio de 2011 ascendió a MM\$18.213 considerando un saldo inicial de MM\$35.495. Al 30 de junio de 2010 el saldo final de efectivo y efectivo equivalente ascendió a MM\$57.675 considerando un saldo inicial de MM\$137.896.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, la empresa cuenta con las siguientes líneas de crédito comprometidas por los bancos detallados a continuación:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank Sudamericano	US\$15.000.000	06-11-2011	Capital de trabajo
DnBNor	US\$30.000.000	28-02-2012	Capital de trabajo
Scotiabank Sudamericano	US\$15.000.000	30-05-2012	Capital de trabajo
Scotiabank-Corpbanca	UF 3.000.000	03-03-2012	Financiamiento de proyectos

Línea Comprometida para Inversiones de Capital:

En Marzo 2011, los bancos Scotiabank-Sudamericano y Corpbanca, otorgaron una línea de crédito comprometida por un monto de UF 3 millones, que permitirá cubrir los desembolsos asociados a la inversión en activos de transmisión del presente año. Esta línea tiene un periodo de disponibilidad para girar de 1 año y los fondos girados podrán ser amortizados en un plazo máximo de 7 años.

#### 4. INDICADORES

Límite	Covenant	Junio 2011	Diciembre 2010	Status
> 1,5	FNO/Costos Financieros (*)	3,84	5,27	OK
< 0,7	Deuda Total / Capitalización Total (**)	0,48	0,45	OK
> MUF15.000	Patrimonio mínimo (en miles de UF) (***)	42.609	43.089	OK

(\*) FNO= Flujo de Efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación + el valor absoluto de los Costos Financieros + el valor absoluto del Gasto por Impuestos a las Ganancias; este indicador es un Test de distribución de Pagos Restringidos.

(\*\*) Capitalización Total = Deuda Total+Participaciones no controladoras+Patrimonio

(\*\*\*) Patrimonio = Total Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora + Amortización Acumulada de la Plusvalía . Se deja constancia que la Amortización Acumulada de la Plusvalía entre el 30 de junio de 2006 y el 30 de junio de 2011 asciende a MM\$24.970.

INDICES (anualizados)	Junio 2011	Diciembre 2010	Variación 2011/2010
<b>Rentabilidad</b>			
Rentabilidad del patrimonio	4,94%	6,07%	-18,6%
Rentabilidad del activo	2,49%	3,18%	-21,7%
Rentabilidad activos operacionales	8,90%	8,16%	9,1%
Ganancia por acción (\$)	44,92986	55,82505	-19,5%
<b>Liquidez y endeudamiento</b>			
Liquidez corriente	1,17	0,43	172,1%
Razón ácida	1,17	0,43	170,2%
Pasivo exigible/Patrimonio	0,99	0,91	8,8%
% Deuda corto plazo	6,22	21,88	-71,6%
% Deuda largo plazo	93,78	78,12	20,1%
Cobertura de gastos financieros	4,58	8,39	-45,3%

El aumento de los índices de liquidez de la Compañía se debe al vencimiento del bono Yankee y su swap asociado (clasificados en pasivos corrientes en Diciembre de 2010) y su reemplazo por la colocación de las series L, M y N en enero de 2011 (clasificados en pasivos no corrientes).

## **5. ANÁLISIS DE MERCADO**

Transelec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, en el cual se distinguen tres sectores distintos: generación, transmisión y distribución. El sector generación de energía eléctrica comprende a las empresas que se dedican a la generación de electricidad, la que posteriormente será usada a lo largo del país por los consumidores finales. El sector distribución tiene como misión llevar la electricidad hasta el lugar físico en donde cada uno de los consumidores finales hará uso de esa electricidad. Finalmente, el sector transmisión tiene como objetivo básico el transporte de la electricidad desde el lugar de su producción (en las centrales eléctricas), hasta los "puntos de entrada" de las redes de las empresas distribuidoras o de los grandes consumidores finales.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de calidad establecidos. El sistema de transmisión de Transelec S.A. y su filial, que se extiende entre la ciudad de Arica y la Isla de Chiloé, incluye una participación mayoritaria de las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita aproximadamente el 99% de la población de Chile. La Compañía es dueña del 100% de las líneas de transporte de electricidad de 500kV, del 45% de las líneas de 220 kV y del 94% de las líneas de 154 kV.

El marco legal que rige el negocio de la transmisión eléctrica en Chile está contenido en el DFL N°4/2006, que fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. (DFL(M) N° 1/82) y sus posteriores modificaciones, que incluye la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004, la ley 20.018 (Ley Corta II), publicada el 19 de mayo de 2005 y la ley 20.257 (Generación con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 1 de abril de 2008. Estas normas se complementan con el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos de 1997 (Decreto Supremo N° 327/97 del Ministerio de Minería) y sus respectivas modificaciones, el Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento, y Financiamiento de los Centros de Despacho de Carga (Decreto Supremo N° 291/2007), y además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (R.M.EXTA N°40 del 16 de mayo de 2005) y sus modificaciones posteriores.

La Ley 19.940, denominada también Ley Corta I, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 en materias referentes a la actividad de la transmisión de electricidad y estableció la subdivisión de la red de transmisión en tres tipos de sistemas: transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. También establece que el transporte de electricidad - tanto por sistemas de transmisión troncal como por subtransmisión- tiene carácter de servicio público y se encuentra sometido a la aplicación de tarifas reguladas.

Finalmente, la Ley 19.940 contempla que el nuevo régimen de pago por el uso de las instalaciones troncales rige a partir del 13 de marzo de 2004 y determina un periodo transitorio que estuvo vigente hasta la dictación del primer decreto de transmisión troncal. De este modo, durante los años 2004, 2005 2006 y 2007, la recaudación y el pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal se realizaron en forma provisional y reliquidable conforme las normas legales y reglamentarias vigentes hasta antes de la publicación de la Ley Corta I. Con fecha 15 de enero de 2008 se publicó el Decreto del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción N° 207 que fija los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) y el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones troncales, para el periodo que se inicia el 14 de marzo de 2004 y hasta el 31 de diciembre de 2010 y las fórmulas de indexación aplicables en dicho periodo. Las nuevas tarifas del sistema de transmisión troncal se comenzaron a aplicar a partir del mes de abril de 2008 efectuándose durante el mismo año la

reliquidación de los ingresos troncales por el período 13 de marzo 2004 hasta el 31 de diciembre de 2007. La determinación de las instalaciones troncales y su Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), se actualiza cada cuatro años mediante la realización de un estudio licitado internacionalmente. Durante el año 2010 se desarrolló el segundo Estudio de Transmisión Troncal que permitirá fijar las tarifas para el periodo 2011-2014. Hasta la fecha de emisión de este documento aún no se cuenta con el decreto que fijará las tarifas troncales para el citado periodo 2011-2014, mientras tanto continúan aplicándose en forma provisional las tarifas fijadas mediante el decreto 207/2008. La diferencia entre lo facturado provisionalmente y lo que corresponda acorde con los valores que en definitiva se establezcan, debe ser reliquidada.

Por su parte, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarifica las instalaciones de subtransmisión, fue publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009, las nuevas tarifas comenzaron a regir a contar del 14 de enero de 2009, y su vigencia es hasta el 31 de octubre de 2010. Las nuevas tarifas de subtransmisión que regirán por el periodo noviembre 2010 – octubre 2014 serán fijadas por el Ministerio de Energía basadas en estudios de valorización de las instalaciones de subtransmisión que comenzaron durante el año 2010. Hasta la fecha de emisión de este documento aún no se cuenta con el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el citado periodo noviembre 2010 - octubre 2014, mientras tanto continúa aplicándose en forma provisional las tarifas fijadas mediante el decreto 320/2009. La diferencia entre lo facturado provisionalmente y lo que corresponda acorde con los valores que en definitiva se establezcan, debe ser reliquidada.

## **6. FACTORES DE RIESGO DE MERCADO**

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, la Sociedad no está expuesta a riesgos significativos al desarrollar su negocio principal. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

### **Marco Regulatorio**

Las normas legales que rigen el negocio de la transmisión eléctrica en Chile fueron modificadas mediante la promulgación de la ley 19.940, llamada Ley Corta I, publicada el 13 de marzo de 2004.

El Decreto 207, publicado con fecha 15 de enero de 2008, fijó, entre otros temas, el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2007–2010, y además las condiciones de aplicación para la determinación del pago por los servicios de transporte en sistemas de transmisión troncal. Las disposiciones contenidas en ese Decreto definen un conjunto de materias que se encontraban pendientes y que permiten a los propietarios de instalaciones troncales percibir el VATT de sus instalaciones. Durante el año 2010 se desarrolló el segundo Estudio de Transmisión Troncal, que servirá de base para fijar las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio enero 2011 – diciembre 2014. Sus resultados serán aplicables durante el segundo semestre de 2011, una vez que se cumplan las etapas de Audiencia Pública, Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Panel de Expertos.

En el caso de la subtransmisión, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de enero de 2009, fijó las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación que comenzaron a aplicarse a partir del 14 de enero de 2009. Durante el año 2010 se desarrollaron los Estudios de Subtransmisión que tienen como objetivo de servir de base para fijar las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio noviembre 2010 - octubre 2014. La CNE emitió su Informe Técnico durante el primer semestre de 2011 y luego que el Panel de Expertos resuelva las





eventuales discrepancias se deberá emitir el decreto con las nuevas tarifas de subtransmisión, las que se aplicarán retroactivamente a contar del 1° de noviembre de 2010.

Tanto para transmisión troncal como para subtransmisión se encuentra pendiente la promulgación de los reglamentos que en definitiva normarán muchos de los aspectos que actualmente se encuentran incorporados en los decretos tarifarios respectivos.

### **Riesgos Operativos**

Sin perjuicio que la Administración estima que Transelec mantiene una adecuada cobertura de riesgos, de acuerdo a las prácticas de la industria, no es posible asegurar que la cobertura de las pólizas de seguros será suficiente para cubrir ciertos riesgos operativos a los que se encuentra expuesta Transelec, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos. Cualquiera de estos eventos podría afectar los Estados Financieros de la empresa.

### **Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales**

Las operaciones de Transelec están sujetas a la Ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente ("Ley Ambiental"), promulgada en 1994, la que ha sido recientemente modificada en el año 2010. La Ley Ambiental exige que quien desarrolle proyectos de líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones eléctricas, se someta al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental ("SEIA") y presente Estudios de Impacto Ambiental (EIA) o Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), según corresponda, para cualquier proyecto futuro o actividad susceptible de generar impactos ambientales y presentarlos al nuevo Servicio de Evaluación Ambiental.

Como se indicó precedentemente, ley ambiental se ha modificado y ha traído consigo cambios en la institucionalidad ambiental creándose nuevos instrumentos de gestión ambiental o modificándose los existentes por lo que Transelec deberá ajustarse a estos nuevos requerimientos en materia ambiental. De acuerdo a modificaciones recientes, entre otras materias, se creó una nueva malla institucional compuesta por: (i) el Ministerio del Medio Ambiente; (ii) el Consejo de Ministros para Sustentabilidad; (iii) el Servicio de Evaluación Ambiental; y (iv) la Superintendencia del Medio Ambiente, instituciones que están a cargo de la regulación, evaluación y fiscalización de las actividades y proyectos que generan impactos ambientales. Estas nuevas instituciones, reemplazaron a la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente, y se encuentran totalmente operativas salvo: (i) la fiscalización y capacidad sancionatoria de la Superintendencia del Medio Ambiente, la cual se encuentra supeditada a la próxima creación de los Tribunales Medio Ambientales; y (ii) nuevas exigencias para los Estudios de Impacto Ambiental y Declaraciones de Impacto Ambiental y nuevos poderes a las instituciones medioambientales, lo que se hará operativo a través de un Reglamento que aún no ha sido revisado por la Contraloría General de la República.

Sin perjuicio que Transelec cumpla con los requisitos ambientales de la ley ambiental, no es posible asegurar que estas presentaciones (EIA o DIA) ante la autoridad serán aprobados por las autoridades gubernamentales, ni que la posible oposición pública no generará demoras o modificaciones en los proyectos propuestos, ni tampoco que las leyes y reglamentos no cambiarán o serán interpretados en un sentido que pueda afectar de manera negativa las operaciones y planes de la empresa, puesto que la nueva institucionalidad recién está en marcha.

### **Demoras en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión**

El éxito del programa de Ampliaciones y Nuevas Obras de la red de transmisión troncal dependerá de numerosos factores, incluyendo costo y disponibilidad de financiamiento. Aunque Transelec posee experiencia en proyectos de construcción de gran escala, la construcción de nuevas instalaciones podría verse negativamente afectada por factores que comúnmente están





asociados con los proyectos incluyendo demoras en la obtención de las autorizaciones reglamentarias; escasez de equipo, materiales o mano de obra, etc. Cualquiera de los factores descritos podría causar demoras en la conclusión parcial o total del programa de inversión de capital, como también aumentar los costos para los proyectos contemplados.

### Cambios Tecnológicos

La remuneración de las inversiones que Transelec realiza en instalaciones de transmisión eléctrica se obtiene a través de una anualidad de la valorización de las instalaciones existentes (AVI), valorización que se realiza cada cuatro años a precios de mercado vigentes. Si hubiese importantes avances tecnológicos en los equipos que conforman las instalaciones de Transelec, dicha valorización podría verse disminuida, lo que, a la vez, impediría recuperar parte de las inversiones realizadas.

### Riesgo Cambiario

La exposición al riesgo de diferencia de cambio de Transelec tiene los siguientes orígenes:

- Su filial Transelec Norte es una empresa cuya moneda funcional es el dólar.
- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (adjudicación de contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene un forward de venta de dólares para cubrir el riesgo de ingresos futuros denominados en dólares. Además Transelec mantiene un forward con una compañía relacionada, esto le permite financiar los activos denominados en dólares de su filial.

La exposición al riesgo de tipo de cambio es gestionada a través de una política que contempla cubrir totalmente la exposición neta de balance, la que se realiza a través de diversos instrumentos tales como: posiciones en dólares, contratos forward y cross currency swaps.

Los importes de activos y pasivos denominados en dólares y en pesos chilenos, en los períodos indicados a continuación, son los siguientes:

En millones de pesos	Junio 2011		Diciembre 2010	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	200	3.582	98.453	100.717
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	0	28.089	--	26.677
Peso chileno	1.779.899	861.328	1.655.610	733.826

(\*) Los polinomios de indexación de los ingresos de la compañía se deben aplicar temporalmente de tal manera que, en el corto plazo, difieren de la indexación de largo plazo. Con el fin que la indexación de corto plazo sea consistente con la indexación de largo plazo, la compañía, en forma periódica (cada seis meses) vende un porcentaje de sus ingresos semestrales fijados en dólares, mediante forwards de protección de ingresos. Estos forward son considerados como cobertura de los ingresos y, por lo tanto, sus cambios de valor, mientras no se realizan, son registrados en Otras Reservas del Patrimonio. Una vez realizados se clasifican en resultado operacional.



### TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2011 (\$)	Último día 2011 (\$)	Promedio 2010 (\$)	Último día 2010 (\$)
Enero	489,44	483,32	500,66	531,75
Febrero	475,69	475,63	532,56	529,69
Marzo	479,65	482,08	523,16	526,29
Abril	471,32	460,04	520,62	520,99
Mayo	467,73	467,31	533,21	529,23
Junio	469,41	471,13	536,67	543,09
<b>Promedio del Período</b>	<b>475,54</b>	<b>473,25</b>	<b>524,48</b>	<b>530,17</b>

Las fórmulas de indexación de aplicación semestral incorporadas en los contratos de peajes y en las tarifas de subtransmisión, así como las de aplicación mensual para los ingresos troncales regulados, permiten reflejar las variaciones del valor de las instalaciones y de los costos de operación, de mantenimiento y de administración. En general, esas fórmulas de indexación contemplan las variaciones en los precios internacionales de los equipos, los precios de los materiales y de la mano de obra nacional.

### **Riesgo de crédito**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad de transmisión de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado dado el número limitado de clientes, su clasificación de riesgo y el reducido plazo de cobro (menos de 30 días).

Sin embargo, los ingresos se encuentran altamente concentrados en los principales clientes, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Facturación	Junio 2011 MM\$	Junio 2010 MM\$
Grupo Endesa	47.361	35.928
Grupo AES Gener	8.587	17.987
Grupo Colbún	6.567	15.393
Otros	29.992	16.705
<b>Total</b>	<b>92.507</b>	<b>86.013</b>
<b>% Concentración</b>	<b>67,58%</b>	<b>80,58%</b>

Los ingresos provenientes de estas empresas generarán gran parte del flujo de caja futuro de Transelec y un cambio sustancial en sus bienes, condición financiera y/o resultados operacionales podría afectar negativamente a la Sociedad.

La Sociedad estima que no requiere provisión para cuentas incobrables al cierre del período.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija y pactos) mantenidos por la empresa, la política de Tesorería establece límites a la exposición a una institución en particular, límite que depende de la clasificación de riesgo y capital de cada institución. Adicionalmente, en el caso de inversiones en fondos mutuos, sólo califican aquellos que tienen clasificación de riesgo.



## Riesgo de liquidez

### a) Riesgo asociado a la gestión de la Sociedad

Riesgo de liquidez es el riesgo que la empresa no pueda satisfacer una demanda de dinero en efectivo o el pago de una deuda al vencimiento. El riesgo de liquidez incluye también el riesgo de no poder liquidar activos en forma oportuna a un precio razonable.

Para garantizar su capacidad de reaccionar rápidamente a las oportunidades de inversión, así como de pagar sus obligaciones en las fechas de vencimiento, Transelec dispone, aparte de sus excedentes de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, de líneas de crédito comprometidas para efectos de capital de trabajo por US\$ 60 millones. Al 30 de junio de 2011, estas líneas no han sido utilizadas y se espera que sean renovadas a su vencimiento. Estas líneas de crédito han estado vigentes durante todo el año 2010 y siguen vigentes al 30 de junio de 2011.

Adicionalmente, a partir de marzo 2011, la Compañía dispone de una línea de crédito comprometida por un monto de UF 3 millones, que permitirá cubrir los desembolsos asociados a la inversión en activos de transmisión del presente año.

La Compañía está expuesta a los riesgos asociados a su endeudamiento, incluyendo el riesgo de refinanciamiento de la deuda a su vencimiento. Estos riesgos se atenúan mediante el uso de deuda a largo plazo y de la estructura de sus vencimientos extendida en el tiempo.

En la siguiente tabla se detallan las amortizaciones de capital de los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al cierre de junio de 2011 y de 2010.

En millones de Pesos	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
30 de Junio de 2011	0	0	193.095	131.092	493.780	817.967
31 de Diciembre de 2010	123.346	0	136.356	125.200	384.299	769.201

### b) Riesgo asociado a la liquidación de ingresos tarifarios del sistema de transmisión troncal

En virtud del DFL N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en sus artículos números 81, 101, 104 y 106, y disposiciones complementarias, Transelec tiene derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales del sistema troncal que se produzcan en cada período. Para que Transelec recaude su remuneración establecida en el inciso primero, artículo N°101 del referido DFL N°4/20.018, reliquida mensualmente los ingresos tarifarios percibidos en forma provisional de conformidad a los cuadros de pagos preparados por el CDEC (Centro de despacho económico de carga) respectivo, mediante el cobro o pago a las diferentes empresas propietarias de medios de generación.

La Sociedad podría enfrentar el riesgo de no recaudar oportunamente los ingresos de parte de algunas de las empresas propietarias de medios de generación establecidos en los cuadros de pago del CDEC, lo que puede transitoriamente afectar la situación de liquidez de la Sociedad. En este sentido, y en opinión de la Sociedad, la labor que Transelec realiza respecto a la referida recaudación no consiste en la gestión de cobro de lo suyo sino que en la mera recaudación y pago a terceros de créditos y deudas que le son absolutamente ajenos y que, con excepción de los ingresos tarifarios esperados, pertenecen a las empresas generadoras.

## Riesgo de tasas de interés

Los activos de la Compañía son principalmente activos fijos e intangibles y de larga duración. En consecuencia, los pasivos financieros que se utilizan para financiarlos consisten



principalmente en pasivos de largo plazo a tasa fija. Las deudas se registran en el balance a su costo amortizado.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo financiero producto de fluctuaciones en las tasas de interés reduciendo la volatilidad de la cuenta de resultados.

Si bien incrementos en la inflación chilena pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los resultados fuera de la explotación de la empresa, estos impactos se encuentran mitigados por los ingresos de la empresa, los cuales también se ajustan parcialmente de acuerdo con la variación de la inflación local mediante los polinomios de indexación.

Por otra parte, las cuentas corrientes mercantiles que la Sociedad mantiene con empresas relacionadas se encuentran denominadas en pesos chilenos y dólares, y contemplan una tasa de interés fija. Por lo tanto, se estima que la Sociedad no presenta un riesgo que pudiera afectar sus resultados debido a un cambio en las tasas de interés del mercado.