



TRANSELEC S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

INTRODUCCION

Durante el año 2013, Transelec S.A. y filiales obtuvieron una utilidad neta de MM\$64.607 (MM\$61.749 en igual período de 2012), que corresponde a un aumento de 4,6% con respecto al mismo período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a un aumento en el resultado de explotación (MM\$133.220 en 2013 y MM\$117.866 en 2012), que a su vez se explica fundamentalmente por menores costos de explotación (disminución de un 12%) y un aumento en los ingresos (aumento de un 3%). Este mayor resultado de explotación se ve parcialmente compensado por una mayor pérdida en el resultado fuera de explotación (MM\$54.190 en 2013 y MM\$47.609 en 2012) y un mayor impuesto a la renta (MM\$14.423 en 2013 y MM\$8.508 en 2012). El EBITDA* obtenido fue MM\$181.525, un 6,8% superior a igual período 2012 (MM\$169.984), con un margen EBITDA sobre ingresos de 82,5% (79,6% en 2012).

Cabe destacar que durante el ejercicio de 2013 la compañía emitió bonos en el mercado local (serie Q) por UF 3,1 millones y en los mercados internacionales (Senior Notes) por US\$ 300 millones. Además, se pusieron en servicio MMUS\$177,4 de nuevos activos y se concretó la venta del proyecto Caserones a una sociedad relacionada.

Transelec S.A. y su filial Transelec Norte S.A. han preparado sus estados financieros al 31 de diciembre de 2013 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	Diciembre 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Ingresos de Explotación	219,949	213,492	3.0%
Venta de Peajes	213,897	198,173	7.9%
Trabajos y Servicios	6,051	15,319	-60.5%
Costos de Explotación	-71,986	-82,065	-12.3%
Costos Fijos	-29,279	-35,734	-18.1%
Depreciación	-42,708	-46,332	-7.8%
Gastos Administración y Ventas	-14,742	-13,561	8.7%
Costos Fijos	-12,762	-11,554	10.5%
Depreciación	-1,980	-2,007	-1.3%
Resultado de Explotación	133,220	117,866	13.0%
Otros Ingresos Financieros	10,869	5,044	115.5%
Costos Financieros	-48,473	-37,253	30.1%
Diferencias de cambio	-2,945	-380	675.0%
Resultado por unidades de reajuste	-17,257	-18,800	-8.2%
Otras Ganancias	3,617	3,780	-4.3%
Resultado Fuera de Explotación	-54,190	-47,609	13.8%
Resultado Antes Impuesto Renta	79,030	70,257	12.5%
Impuesto a la Renta	-14,423	-8,508	69.5%
Utilidad del Período	64,607	61,749	4.6%
EBITDA	181,525	169,984	6.8%

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

Durante el ejercicio 2013, los ingresos de explotación alcanzaron a MM\$219.949 aumentando en un 3,0% respecto al mismo periodo de 2012 (MM\$213.492). Este aumento está principalmente explicado por un mayor ingreso por Venta de Peajes que durante el año 2013 alcanzaron MM\$213.897, mayor en un 7,9% en comparación al mismo periodo del 2012 (MM\$198.173). Este aumento, es a su vez explicado principalmente por las puestas en servicio de nuevos proyectos que aportaron ingresos por MM\$13.479, que incluyen MM\$3.621 por la adquisición de Transam S.A. por parte de Transelec Norte S.A. durante el año 2013. Ajustes tarifarios retroactivos referidos a subtransmisión tienen un impacto negativo en la venta de peajes por MM\$3.020. Por otro lado, los mayores ingresos por venta de peajes se vieron parcialmente compensados por menores ingresos derivados de servicios de ingeniería a Terceros, los que a diciembre de 2013 ascendían a MM\$6.051 y a diciembre de 2012 a MM\$15.319. Durante el año 2013 estos servicios de ingeniería ascienden a un 2,8% del total de los ingresos de explotación (comparados con un 7,2% del total de ingresos de explotación en 2012).

Los costos de explotación durante el periodo en análisis fueron MM\$71.986 (MM\$82.065 en 2012), que provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 59,3% por la depreciación de los bienes del activo fijo (56,5% en 2012). Esta reducción en depreciación se explica principalmente debido a una reestimación de la vida útil de los activos fijos. En tanto, el 40,7% restante (43,5% en 2012) corresponde a costo de personal, de suministros y de servicios contratados. La reducción observada con respecto al periodo de comparación se debe mayoritariamente a una disminución en los servicios de ingeniería a terceros, que a diciembre de 2013 alcanzaron MM\$ 577, un 94,2% menor a los alcanzados a diciembre de 2012 (MM\$9.892).

Los gastos de administración y ventas fueron MM\$14.742 (MM\$13.560 a igual fecha en 2012) y están conformados principalmente en un 86,6% (85,2% en 2012) por gasto de personal y trabajos, suministros y servicios contratados y en un 13,4% por depreciación (14,8% en 2012). El aumento en los gastos de administración y ventas se debe principalmente a un incremento en los costos de estudios de prefactibilidad y otros costos asociados al Estudio de Transmisión Troncal 2014 (MM\$1.067).

b) Resultado fuera de la explotación

El resultado fuera de explotación del año 2013 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$54.190 (MM\$47.609 en 2012) y fue generado, principalmente, por el aumento de los costos financieros que ascendieron a MM\$48.473, comparados con los MM\$37.253 en el mismo periodo de 2012. Estos mayores costos financieros provienen de los préstamos de corto y largo plazo obtenidos mediante el uso de la Revolving Credit Facility (RCF), la colocación de los bonos Serie Q y la serie Senior Notes y el uso de líneas de crédito no comprometidas (LCNC). Los intereses pagados por estos pasivos ascienden a un total de MM\$7.984 durante el año 2013. El saldo de mayores costos financieros en 2013 comparado con el mismo periodo de 2012 corresponden principalmente a una menor capitalización de intereses intercalarios (MM\$1.562).

La pérdida por Diferencias de cambio de MM\$2.945, un 675% mayor a la pérdida del periodo de comparación en 2012 (MM\$380), se debe principalmente al alza en el tipo de cambio, que comparando los segundos semestres del 2012 y 2013 presenta un 6,6% de variación, y tuvo un impacto en el uso de la RCF (MM\$7.417) y el bono Senior Notes (MM\$5.754). Este impacto negativo, se ve parcialmente compensado por diferencias de cambio en las cuentas por cobrar a empresas relacionadas devengadas (MM\$7.141) y en las transacciones en el mercado de capitales en USD (MM\$3.784).

El impacto negativo anteriormente señalado en el resultado fuera de explotación, se ve compensado por un aumento de los ingresos financieros que al año 2013 alcanzaron un monto de MM\$10.860 (MM\$5.044 al año 2012). Este incremento se debe principalmente a los



préstamos realizados a entidades relacionadas, primordialmente a Transelec Holding Rentas Ltda. por un monto total de MM\$92.316 que generaron un devengo de intereses por MM\$ 6.247.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

El aumento del activo corriente entre diciembre de 2013 y diciembre de 2012 se debe principalmente a un aumento en el efectivo y equivalentes al efectivo. El aumento en los activos no corrientes se debe a un aumento de las cuentas por cobrar a empresas relacionadas, principalmente a Transelec Holdings Rentas Ltda., y a un aumento en los activos fijos producto de la puesta en servicio de 14 proyectos durante 2013.

El aumento en los pasivos se debe principalmente al aumento en los pasivos corrientes y no corrientes, mayormente generados por los bonos de colocación extranjera serie Senior Notes y los bonos nacionales, serie Q, colocados en el segundo y tercer trimestre de 2013 respectivamente.

CONCEPTOS	Diciembre 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Activos corrientes	209.451	189.399	10,6%
Activos no corrientes	1.969.931	1.810.229	8,8%
Total Activos	2.179.381	1.999.629	9,0%
Pasivos corrientes	248.839	178.220	39,6%
Pasivos no corrientes	1.043.447	944.437	10,5%
Patrimonio	887.096	876.971	1,2%
Total Pasivos y Patrimonio	2.179.381	1.999.629	9,0%

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Diciembre 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Terrenos	19.777	20.983	-5,8%
Construcción y obras de infraestruct.	938.651	767.858	22,2%
Obras en curso	89.680	47.555	88,6%
Maquinarias y equipos	498.519	351.440	41,9%
Otros activos fijos	4.260	4.468	-4,6%
Depreciación	-295.511	-254.764	16,0%
Total	1.255.377	937.541	33,9%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre 2013	Diciembre 2012
Bono Serie C	UF	3,50%	Fija	01-sep-16	6,0	6,0
Bono Serie D	UF	4,25%	Fija	15-dic-27	13,5	13,5
Bono Serie E	UF	3,90%	Fija	01-ago-14	3,3	3,3
Bono Serie F	CLP	5,70%	Fija	01-ago-14	33.600,0	33.600,0
Bono Serie H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,0	3,0
Bono Serie I	UF	3,50%	Fija	01-sep-14	1,5	1,5
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,6	1,6
Bono Serie L	UF	3,65%	Fija	15-dic-15	2,5	2,5
Bono Serie M	UF	4,05%	Fija	15-jun-32	3,4	3,4
Bono Serie N	UF	3,95%	Fija	15-dic-38	3,0	3,0
Bono Serie Q	UF	3,95%	Fija	15-oct-42	3,1	-
Senior Notes	USD	4,63%	Fija	26-jul-23	300,0	-
Revolving Credit Facility	USD	2,76%	Flotante		-	120,0
Huepil Loan	USD	1,88%	Flotante	10-oct-23	21,2	23,1

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Diciembre 2013 MM\$	Diciembre 2012 MM\$	Variación 2013/2012 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	135.186	151.603	-11%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-215.373	-124.185	73%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	94.652	-53.674	-276%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	14.466	-26.256	-155%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del período	37.956	64.212	-41%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo final	52.422	37.956	38%

A diciembre 2013, el flujo procedente de las actividades de la operación alcanzó MM\$135.186 (MM\$151.603 en igual periodo de 2012), lo que representa una disminución del 11%, principalmente explicado por un mayor monto pagado a los proveedores por el suministro de bienes y servicios, que al año 2013 alcanzaron MM\$83.080 en comparación a los MM\$57.781 pagados a igual periodo de 2012. Esto se vio compensado por un menor monto en otros pagos por actividades de operación que a diciembre de 2013 no registraron movimientos en comparación con el mismo periodo del 2012 donde se pagaron MM\$12.761.

Durante el mismo periodo, las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo negativo por un monto de MM\$215.373 (MM\$124.185 en igual periodo de 2012), originado fundamentalmente por préstamos a entidades relacionadas, que a diciembre de 2013 alcanzaron MM\$171.465. Este impacto negativo se ve parcialmente compensado por un mayor importe procedente de la venta de propiedades, plantas y equipos que a diciembre de 2013 alcanzó MM\$77.466 en comparación con los MM\$16.368 obtenidos a igual periodo de 2012.

Durante el mismo periodo, el flujo neto positivo originado por actividades de financiamiento fue de MM\$94.652 (MM\$-53.674 en igual periodo de 2012), principalmente explicado por un mayor importe procedente de préstamos, que a diciembre de 2013 alcanzaron MM\$339.509 (MM\$57.002 en diciembre de 2012) y que a su vez se ve compensado por el pago de préstamos que a diciembre de 2013 registró un monto de MM\$185.628.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de diciembre de 2013 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility):



Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR	US\$250.000.000	09-07-2015	Capital de trabajo

4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Límite	Diciembre	Diciembre
			2013	2012
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO/Costo Financiero > 1,5	4,09	5,30
	Deuda Total/Capitalización Total (***)	< 0,7	0,57	0,53
	Patrimonio mínimo (en millones de UF)	> UF15.000 miles	39,13	39,49

(*) FNO= Flujo de Efectivo procedente de las actividades de operación, más el valor absoluto de los Costos Financieros, más el valor absoluto del Gasto por Impuesto a las Ganancias.

(**) Este es sólo un Test para poder distribuir pagos restringidos, tales como dividendos.

(***) Patrimonio= Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora más la 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 diciembre de 2013 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Diciembre 2013	Diciembre 2012	Variación 2013/2012
*Índices a junio se presentan anualizados			
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio *	7,28%	7,04%	3,4%
Rentabilidad del activo *	2,96%	3,09%	-4,2%
Rentabilidad activos operacionales *	4,57%	5,66%	-19,3%
Ganancia por acción (\$) *	64.607,4	61.749,3	4,6%
Liquidez y endeudamiento			
Liquidez corriente	0,84	1,06	-20,8%
Razón ácida	0,84	1,06	-20,8%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,46	1,28	14,1%
% Deuda corto plazo	19,26	15,87	21,3%
% Deuda largo plazo	80,74	84,13	-4,0%
Cobertura de gastos financieros	3,74	4,56	-17,9%

5. EL MERCADO

Transec S.A. desarrolla sus actividades en el mercado de la electricidad, en el cual se distinguen tres sectores: 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 Transec 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 Transec S.A. y su filial, que se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, 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). Estos



sistemas de transmisión transportan la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% de la población de Chile. La Compañía es dueña de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, de aproximadamente el 51% de las líneas de 220 kV y del 86% 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 N° 1/1982) 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, la ley 20.257 (Generación con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 1 de abril de 2008, la ley 20.701 (Procedimiento para otorgar Concesiones Eléctricas), publicada el 14 de octubre de 2013, y la ley 20.698 (Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes de Energías Renovables no Convencionales), publicada el 22 de octubre de 2013 y la Ley 20.726 (que promueve la interconexión de sistemas eléctricos independientes), publicada el 7 de febrero de 2014. Estas normas se complementan con el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos de 1997 (Decreto Supremo N° 327/1997 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), el Reglamento de Servicios Complementarios de 2012 (Decreto Supremo N°130 del Ministerio de Energía) 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 período 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), más el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones troncales, para el período 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 período. 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 permitió determinar las tarifas y las fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2011-2014.

El Decreto N°61 del Ministerio de Energía publicado el 17 de Noviembre de 2011 contiene las tarifas que serán aplicables, con efecto retroactivo, a partir del 01 de enero de 2011. Durante el año 2012 y 2013 se han venido aplicando las nuevas tarifas y en particular el proceso de reliquidación correspondiente al año 2011 fue publicado en marzo y abril de 2012 para el SING y SIC, respectivamente. En el caso del SIC, la reliquidación 2011 fue modificada posteriormente



en septiembre de 2012 de acuerdo a lo dispuesto en el Dictamen N°2-2012 del Panel de Expertos.

Por su parte, el Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarififica 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 diciembre de 2010. El 9 de abril de 2013 se publicó en el diario oficial el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el periodo enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero 2011 hasta la fecha de publicación de este decreto serán reliquidadadas por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto N°14.

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:

6.1.- Marco Regulatorio

Las tarifas de transmisión eléctrica están fijadas por ley e incluyen reajustes a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador. La naturaleza de la industria permite que los ingresos de los transmisores sean estables en el tiempo. Adicionalmente, éstos se complementan con los ingresos obtenidos gracias a la existencia de contratos privados con grandes clientes.

Sin embargo, el hecho de que estas tarifas se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión Troncal y en los estudios de Subtransmisión, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

No se puede garantizar que otros cambios regulatorios no afecten negativamente a la Compañía, ya sea que afecten a ésta o bien de manera perjudicial a sus clientes o acreedores, comprometiendo así los ingresos de Transelec.

6.2.- 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.

6.3.- Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Las operaciones de Transelec en Chile están sujetas a la Ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente ("Ley Ambiental"), promulgada en el año 1994. De acuerdo a su reciente modificación, a través de la Ley 20.417 publicada en el Diario Oficial el 26.01.2010, se creó, entre otras materias, 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 (SMA), instituciones que están a cargo de la regulación, evaluación y fiscalización de las actividades que son susceptibles de generar impactos ambientales. Estas nuevas instituciones, remplazaron a la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente, y se encuentran totalmente operativas a través de la promulgación de un actualizado Reglamento, que está en su etapa de revisión por parte de la Contraloría General de la República.

Cabe señalar que el 28 de junio de 2012, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.600 que crea los Tribunales Ambientales, último paso para que la SMA pudiese comenzar a aplicar en plenitud sus facultades de fiscalización y sanción. Así, el 28 de diciembre con la implementación de los Tribunales Ambientales (Segundo Tribunal Ambiental con sede en Santiago) la SMA asume en plenitud el seguimiento y fiscalización de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) entre otras materias.

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 ambiental 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 adversamente las operaciones y planes de la empresa, puesto que la nueva institucionalidad recién está en marcha.

6.4.- 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.

6.5.- 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.

6.6.- Riesgo Cambiario

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

- Sus filiales tienen ingresos denominados en dólares.
- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene contratos forwards de venta de dólares para cubrir el riesgo de parte de ingresos futuros indexados a dólares estadounidense. Además Transelec mantiene un forward con su matriz, esto le permite financiar los activos denominados en dólares de sus filiales.

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	Diciembre 2013		Diciembre 2012	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	218.691	217.254	75.916	102.918
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	-	36.513	-	31.389
Peso chileno	1.958.392	1.072.254	1.878.852	974.211

(*) Los polinomios de indexación de los ingresos de la compañía contienen fórmulas de fijación de estos ingresos 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 ingresos. Estos forward son considerados como cobertura de flujos de caja y, por lo tanto, sus cambios de valor, mientras no se realizan, son registrados en Otros resultados integrales.

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2013 (\$)	Último día 2013 (\$)	Promedio 2012 (\$)	Último día 2012 (\$)
Enero	472,67	471,44	501,34	488,75
Febrero	472,34	472,96	481,49	476,27
Marzo	472,48	472,03	485,40	487,44
Abril	472,14	471,31	486,00	484,87
Mayo	479,58	499,78	497,09	519,69
Junio	502,89	507,16	505,63	501,84
Julio	504,96	515,42	491,93	481,94
Agosto	512,59	509,74	480,99	480,25
Septiembre	504,57	504,20	474,97	473,77
Octubre	500,81	507,64	475,36	480,59
Noviembre	519,25	529,64	480,57	480,39
Diciembre	529,45	524,61	477,13	479,96
Promedio del periodo	495,31	498,83	486,49	486,31

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.

6.7.- 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 en la industria dado la naturaleza de negocio de los clientes de la Compañía y el corto plazo de cobro a los clientes, hace que no acumulen montos muy significativos.

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía posee cuatro clientes que representan individualmente más de un 10% de los ingresos totales. Estos son Grupo Endesa (MM\$ 71.492), Grupo Colbún (MM\$ 60.906), Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$ 30.446) y Grupo AES Gener (MM\$ 27.614). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 86,6% del total de los ingresos de la compañía. En el mismo periodo de 2012, la compañía poseía igual estructura de clientes que individualmente superaba el 10% de los ingresos totales, cuyos montos ascendieron a MM\$ 72.246, MM\$ 17.306, MM\$ 21.685 y MM\$ 25.799 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 64,4%.



Los peajes e ingresos tarifarios que estas empresas deben pagar por el uso del sistema de transmisión 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. En el año 2011 se han observado problemas de insolvencia puntual de algunos de los integrantes del CDEC-SIC.

Respecto al riesgo crediticio asociado a los activos financieros de la Compañía distintos a cuentas por cobrar (depósitos a plazo, fondos mutuos de renta fija, pactos, posición activa de derivados), 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.

6.8.- Riesgo de liquidez

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.

a) Riesgo asociado a la gestión de la Sociedad

Para garantizar que Transelec es capaz de reaccionar a las oportunidades de inversión rápidamente así como pagar sus obligaciones en las fechas de vencimiento aparte de sus disponibilidades de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, dispone de líneas de crédito comprometidas del tipo revolving para efectos de capital de trabajo por US\$ 250 millones equivalentes a MM\$ 126.050. A la fecha, esta línea no registra saldo de montos utilizados. Esta línea de crédito comprometida fue contratada con fecha 9 de julio de 2012, y fue otorgada por un periodo de 3 años por un sindicato de bancos conformados por Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR.

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 las siguientes tablas se detallan las amortizaciones de capital e intereses correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Vencimiento deuda (capital e intereses) MM\$	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total
31 de Diciembre de 2013	194.098	281.307	71.735	333.619	858.363	1.739.122
31 de diciembre de 2012	95.592	286.451	208.261	165.746	803.110	1.559.159

b) Riesgo asociado a la reliquidación 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 realiza Transelec respecto de la referida recaudación no consiste en la gestión de cobro de lo suyo, sino que en la mera recaudación y traspaso a terceros de excedentes y déficit valorizados que le son absolutamente ajenos, con excepción de los ingresos tarifarios esperados.

6.9.- Riesgo de tasas de interés

Cambios significativos en los valores justos y flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros, que pueden ser atribuibles directamente a los riesgos de tasa de interés, incluyen cambios en el ingreso neto de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja se determinan con referencia a tipos de interés variable y a cambios en el valor de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja son de naturaleza fija.

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.

Gran parte de la deuda de la Compañía al 31 de diciembre de 2013 y 2012 fue a una tasa fija de 99,04% y 92,9% respectivamente. Sin embargo, hay que destacar que, en el caso de la deuda indexada a la unidad de fomento, existen potenciales impactos de la variación de la inflación sobre el gasto financiero de la Compañía.

Cuadro Evolutivo valor UF

MES	Promedio 2013 (\$)	Último día 2013 (\$)	Promedio 2012 (\$)	Último día 2012 (\$)
Enero	22.811,83	22.807,54	22.346,12	22.408,36
Febrero	22.818,59	22.838,48	22.447,54	22.462,79
Marzo	22.857,28	22.869,38	22.492,50	22.533,51
Abril	22.898,59	22.940,02	22.567,73	22.591,21
Mayo	22.933,69	22.885,95	22.608,96	22.620,80
Junio	22.857,11	22.852,67	22.626,49	22.627,36
Julio	22.949,89	22.888,71	22.609,47	22.579,16
Agosto	23.002,78	23.038,71	22.562,02	22.559,48
Septiembre	23.067,92	23.091,03	22.571,05	22.591,05
Octubre	23.133,47	23.186,81	22.650,36	22.732,79
Noviembre	23.221,88	23.236,65	22.813,45	22.881,05
Diciembre	23.267,17	23.309,56	22.886,63	22.840,75
Promedio del periodo	22.985,02	22.995,46	22.598,53	22.619,03