



TRANSELEC S.A.

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2015, Transelec S.A. registró un EBITDA* de MM\$238.806, un 11,0% superior al registrado a igual período de 2014 (MM\$215.159), con un margen EBITDA* sobre ingresos de 86,3% (85,9% en 2014). Este aumento se explica principalmente por los ingresos de explotación que a diciembre de 2015 alcanzaron MM\$276.737, un 10,5% mayor a los registrados a diciembre de 2014 (MM\$250.525) y por una disminución de MM\$423 en los costos fijos asociados a Administración y Ventas. Todo esto parcialmente compensado con una disminución de MM\$1.844 en Otras Ganancias entre ambos periodos y a un aumento en los costos fijos correspondientes a Explotación de MM\$1.144.

La utilidad obtenida por la Compañía a diciembre de 2015 fue de MM\$83.628, que corresponde a un aumento del 25,2% con respecto al mismo período del año 2014 (MM\$66.773). Este aumento se explica principalmente por un mayor resultado de explotación (12,6%) y una menor pérdida en el resultado fuera de explotación (12,6%), parcialmente compensados por un mayor impuesto a la renta (386,3%).

La pérdida en el resultado fuera de explotación a diciembre de 2015 de MM\$75.693, corresponde a una disminución del 12,6% en comparación al mismo período de 2014 (MM\$86.603), principalmente explicada por una menor pérdida en el resultado por unidades de reajuste (30,7%), que mide el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía, y por una ganancia por diferencias de cambio (MM\$839), compensado en parte por mayores costos financieros (4,3%).

Durante el año 2015, la Compañía incorporó MMUS\$138,3 de nuevas instalaciones, de las cuales MMUS\$70,5 corresponden a la puesta en servicio del proyecto de expansión troncal "S/E Lo Aguirre", MMUS\$19,0 a la puesta en servicio del proyecto de expansión troncal "Segundo Transformador Ancoa", MMUS\$37,9 a diez ampliaciones troncales y los MMUS\$10,9 restante corresponde a otros proyectos.

Hechos relevantes del período:

- Con fecha 23 de enero de 2015, se celebró una Junta extraordinaria de accionistas de Transelec S.A., en la que se acordó aprobar la fusión de la filial Inversiones Eléctricas Transam Chile con Transelec S.A., en los términos y condiciones expuestos en dicha junta, delegando en el Directorio de la Sociedad la determinación de la oportunidad en que dicha fusión se debe materializar.
- Durante el año 2015, la clasificadora de riesgo Fitch Ratings ha mejorado la clasificación de Transelec de 'BBB-' a 'BBB' para emisiones internacionales y de 'A+' a 'AA-' para emisiones locales. Humphrey's también mejoró la clasificación local de 'A+' a 'AA-'. En tanto, Moody's y S&P ratificaron la clasificación internacional de Transelec en 'Baa1' y 'BBB' respectivamente, y Feller ratificó la clasificación local de Transelec en 'AA-'.
- Con fecha 2 de abril de 2015, Transelec suscribió un contrato de préstamo con Banco Estado por un monto de MM\$16.000, a una tasa de interés del 3,8% y con vencimiento el 2 de abril de 2016, con el fin de repagar la deuda de su filial Transmisora Huepil Ltda.

*EBITDA= Ingresos de Explotación + Costos Fijos de Explotación + Costos Fijos de Administración y Ventas + Otras Ganancias



- Con fecha 10 de abril de 2015, Transmisora Huepil Ltda. prepagó la totalidad de su deuda e intereses relacionados, transacción necesaria para la fusión de su matriz Inversiones Eléctricas Transam Chile Ltda. con Transelec S.A.
- Durante el primer semestre de 2015, Transelec S.A. realizó un préstamo intercompañía a Transelec Holdings Rentas Limitada por UF 1,76 millones. En septiembre la moneda fue redenominada, quedando una parte en UF y la otra en US Dolar.
- A contar del 1 de agosto de 2015, se fusionó Inversiones Eléctricas Transam Chile Ltda. y sus filiales.
- A contar del 1 de septiembre de 2015, se fusionó Transelec S.A. e Inversiones Eléctricas Transam Chile Ltda.
- Durante el 2015, Transelec S.A. ha distribuido a sus accionistas los siguientes montos:
 - \$ 24.845 millones como dividendo definitivo del año 2014. Acordados a ser distribuidos en la Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad Transelec S.A., realizada con fecha 28 de abril de 2015.
 - \$ 16.355 millones como primer dividendo interino del año 2015. Acordados a ser distribuidos en la Sesión de Directorio de Transelec S.A. realizada con fecha 13 de mayo de 2015.
 - \$ 18.167 millones como segundo dividendo interino del año 2015. Acordados a ser distribuidos en la Sesión de Directorio de Transelec S.A. realizada con fecha 12 de agosto de 2015.
 - \$ 28.799 millones como tercer dividendo interino del 2015. Acordados a ser distribuidos en la Sesión de Directorio de Transelec S.A. realizada con fecha 16 de noviembre de 2015.
- En octubre de 2015 el Panel de Expertos de Chile hizo pública su resolución con respecto a las reclamaciones pendientes del estudio de transmisión troncal presentadas en agosto. Se espera que el decreto tarifario sea promulgado el primer trimestre de 2016. La tarifa efectiva para el periodo 2016-2019 no debiese mostrar cambios materiales para Transelec.

Transelec S.A. ha preparado sus estados financieros al 31 de diciembre de 2015 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), y tomando en cuenta las instrucciones y normas de presentación de información financiera emitidas por la S.V.S., en particular el Oficio Circular N°856 (17/10/2014) que instruye una forma de registro de impuestos diferidos de las sociedades fiscalizadas por dicha Superintendencia. La Nota 2.1 de los Estados Financieros de los que este Análisis Razonado es parte, da cuenta y describe esta instrucción. 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 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Ingresos de Explotación	276.737	250.525	26.212	10,5%
Venta de Peajes	272.596	246.328	26.268	10,7%
Trabajos y Servicios	4.141	4.197	-56	-1,3%
Costos de Explotación	-83.121	-75.950	-7.171	9,4%
Costos Fijos	-29.086	-27.942	-1.144	4,1%
Depreciación	-54.035	-48.009	-6.026	12,6%
Gastos Administración y Ventas	-16.842	-17.609	767	-4,4%
Costos Fijos	-15.630	-16.053	423	-2,6%
Depreciación	-1.212	-1.556	344	-22,1%
Resultado de Explotación	176.774	156.965	19.808	12,6%
Otros Ingresos Financieros	8.259	10.129	-1.870	-18,5%
Costos Financieros	-59.138	-56.710	-2.428	4,3%
Diferencias de cambio	839	-1.809	2.649	-146,4%
Resultado por unidades de reajuste	-32.439	-46.842	14.403	-30,7%
Otras Ganancias	6.785	8.629	-1.844	-21,4%
Resultado Fuera de Explotación	-75.693	-86.603	10.910	-12,6%
Resultado Antes Impuesto Renta	101.081	70.362	30.718	43,7%
Impuesto a la Renta	-17.453	-3.589	-13.864	386,3%
Utilidad del Período	83.628	66.773	16.854	25,2%
EBITDA (*)	238.806	215.159	23.647	11,0%

(*)EBITDA= Ingresos de Explotación + Costos Fijos de Explotación + Costos Fijos de Administración y Ventas + Otras Ganancias

a) Resultado de Explotación

Durante el año 2015, los ingresos de explotación alcanzaron MM\$276.737 aumentando en un 10,5% respecto al mismo período de 2014 (MM\$250.525). Este aumento está principalmente explicado por un mayor ingreso por Venta de Peajes, que a diciembre de 2015 alcanzó MM\$272.596, un 10,7% mayor al obtenido en el mismo período del 2014 (MM\$246.328). Este aumento es a su vez explicado principalmente por MM\$14.227 generados por efectos macroeconómicos (indexación y tipo de cambio), por MM\$2.346 derivados del término de una negociación de contratos con Endesa, MM\$1.303 de mayores ingresos por subtransmisión regulado, MM\$5.524 de ingresos adicionales por la puesta en servicio de nuevos proyectos y por MM\$3.192 de menores ingresos a diciembre de 2014 debido a contratos forward. Por otro lado, los ingresos derivados de servicios a terceros alcanzaron MM\$4.141 a diciembre de 2015, un 1,3% menor a los obtenidos a igual período de 2014 (MM\$4.197).

Los costos de explotación durante el periodo en análisis alcanzaron MM\$83.121, un 9,4% mayor a respecto al mismo período de 2014 (MM\$75.950). Estos costos provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 65,0% correspondiente a la depreciación de los bienes del activo fijo (63,2% en 2014), y en un 35,0% a costos de personal, de suministros y de servicios contratados (36,8% en 2014). A diciembre de 2015, los costos fijos aumentaron en MM\$1.144, un monto 4,1% más elevado al obtenido a diciembre de 2014, mientras que la depreciación resultó un 12,6% mayor, explicada en mayor medida por el retiro de activos fijos a consecuencia de siniestros y también, por la puesta en servicio de nuevos proyectos durante el año 2015.

Los gastos de administración y ventas alcanzaron MM\$16.842 a diciembre de 2015, un 4,4% menor a los obtenidos en el mismo período en 2014 (MM\$17.609). Estos gastos están conformados principalmente en un 92,8% por gastos de personal y trabajos, suministros y servicios contratados (91,2% en 2014), y en un 7,2% por depreciación (8,8% en 2014). La disminución de los gastos de administración y ventas se debe principalmente a un menor pago de multas en el año 2015, menores asesorías por estudio de transmisión troncal, compensado en parte por reclasificación desde costos de explotación a costos administrativos de costos de personal y pago de bono al personal en 2014.

b) Resultado Fuera de Explotación

Si bien el resultado fuera de explotación a diciembre de 2015 impactó negativamente la utilidad neta en MM\$75.693, resultó un 12,6% menor a lo registrado en el mismo periodo de 2014 (MM\$86.603). Esto se explica principalmente por menores pérdidas en el resultado por unidades de reajuste (MM\$14.403) y en las ganancias por diferencias de cambio de 2015 (MM\$839) que en el periodo anterior fueron pérdidas por MM\$1.809. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución de MM\$1.844 en Otras Ganancias, una disminución de Otros Ingresos Financieros de MM\$1.870 y por mayores costos financieros (MM\$2.428).

La pérdida en el resultado por unidades de reajuste de MM\$32.439 en 2015, en comparación a la pérdida de MM\$46.842 en 2014, se debe principalmente a la variación en la Unidad de Fomento (UF), que para el 2015 corresponde a un 4,1% en comparación a un 5,7% para el año 2014, debido a la menor inflación en 2015.

Las diferencias de cambio resultaron en una ganancia de MM\$839, comparado con una pérdida del periodo 2014 de MM\$1.809. Las pérdidas registradas a fines de 2014 se explican principalmente por el impacto negativo del alza del tipo de cambio en los bonos Senior Notes emitidos en julio de 2013 y julio de 2014 (MM\$40.360), parcialmente compensadas por ganancias en cuentas por cobrar a empresas relacionadas (MM\$18.068) y por ganancias derivadas del Cross Currency Swap contratado en agosto de 2014 (MM\$12.281). A diciembre de 2015, el impacto negativo del alza del tipo de cambio en los bonos en dólares (MM\$64.976) fue compensado por ganancias derivadas del Cross Currency Swap (MM\$38.077) y por ganancias asociadas a cuentas por cobrar a empresas relacionadas (MM\$26.240).

Los costos financieros registrados a diciembre de 2015 alcanzaron los MM\$59.138, un 4,3% mayor a lo registrado en igual período de 2014 (MM\$56.710). Este aumento se explica principalmente por mayores intereses pagados por bonos en dólares (MM\$7.913). No obstante, se ve parcialmente compensado por menores intereses pagados por bonos en UF (MM\$3.397), estos movimientos son primordialmente derivados de la nueva estructura de deuda (emisión de Senior Notes en Julio de 2014, vencimiento de Bonos Series E, F e I durante el tercer trimestre de 2014 y prepago del Bono Serie L en diciembre de 2014). Menores gastos y comisiones bancarias (MM\$789) y mayores intereses activados por proyectos (MM\$777) también compensan el alza.



Los ingresos financieros registrados a diciembre de 2015 alcanzaron los MM\$8.259, un 18,5% menor a lo registrado en igual período de 2014 (MM\$10.129), y se explican principalmente por menores intereses bancarios ganados por menor saldo en caja y menores intereses devengados a sociedades relacionadas (Transelec Holding Rentas Ltda.).

Los ingresos por otras ganancias a diciembre de 2015 fueron MM\$6.785, un 21,4% menor al mismo período de 2014 (MM\$8.629). La diferencia se explica principalmente por menores ganancias excepcionales diversas compensado en parte por mayores ingresos por enajenación de materiales.

c) Impuesto a la Renta

El impuesto a la renta aumentó por incremento de un 44% de la base de cálculo de impuesto, por incremento de tasa de impuesto a la renta y por efecto de absorción de sociedades relacionadas y otros efectos permanentes.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Activos corrientes	92.078	128.514	-36.436	-28,4%
Activos no corrientes	2.157.149	2.028.552	128.598	6,3%
Total Activos	2.249.227	2.157.066	92.162	4,3%
Pasivos corrientes	257.921	96.930	160.991	166,1%
Pasivos no corrientes	1.200.658	1.254.884	-54.226	-4,3%
Patrimonio	790.649	805.252	-14.603	-1,8%
Total Pasivos y Patrimonio	2.249.227	2.157.066	92.162	4,3%

El aumento en los activos entre diciembre de 2014 y diciembre de 2015 se explica principalmente por un aumento en los activos no corrientes, parcialmente compensado por una disminución en los activos corrientes. El aumento de los activos no corrientes se debe mayormente a un aumento en las cuentas por cobrar a empresas relacionadas (Transelec Holdings Rentas Ltda.), a un aumento del activo fijo producto del incremento de obras en curso y de la puesta en servicio de las expansiones troncales "S/E Lo Aguirre" y "Segundo Transformador Ancoa", entre otros, y a un aumento en otros activos financieros asociados a la valorización del Cross Currency Swap. La disminución de los activos corrientes es explicada principalmente por menor efectivo y equivalentes al efectivo, una disminución en la cuenta deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y también menores activos no financieros, compensados levemente por un aumento de cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

El aumento en los pasivos entre diciembre de 2014 y diciembre de 2015 se explica por un aumento en los pasivos corrientes, principalmente debido a un incremento en otros pasivos financieros. Este aumento se debe principalmente a mayores obligaciones con el público debido al próximo vencimiento del bono C (en septiembre de 2016) y en las obligaciones con bancos, debido a un crédito a corto plazo suscrito por Transelec S.A. con Banco Estado en abril de 2015. Parcialmente compensada por un menor saldo en las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar. Por otro lado, los pasivos no corrientes tuvieron una disminución debido a otros pasivos financieros por la reclasificación al corto plazo del bono C, pero compensada en parte por un aumento en pasivos por impuestos diferidos que se explica por una disminución en las obligaciones con bancos, debido al prepago del préstamo de la filial Trasmisora Huepil Ltda. realizado en abril de 2015.

VALOR DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS FIJOS EN EXPLOTACION

BIENES	Diciembre 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Terrenos	20.630	20.060	571	2,8%
Construcción y obras de infraestruct.	1.080.462	1.046.214	34.249	3,3%
Obras en curso	72.802	73.169	-367	-0,5%
Maquinarias y equipos	580.389	546.349	34.040	6,2%
Otros activos fijos	5.530	4.394	1.136	25,8%
Depreciación	-381.313	-338.275	-43.038	12,7%
Total	1.378.501	1.351.911	26.590	2,0%

DEUDA VIGENTE

Deuda	Moneda o Unidad de	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre 2015	Diciembre 2014
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 H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,0	3,0
Bono Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,6	1,6
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	3,1
Senior Notes	USD	4,625%	Fija	26-jul-23	300,0	300,0
Senior Notes	USD	4,25%	Fija	14-ene-25	375,0	375,0
Revolvig Credit Facility	USD	2,01%	Flotante	15-oct-17	-	-
Huepil Loan	USD	1,88%	Flotante	04-abr-15	-	19,1
Pagaré Local	CLP	3,80%	Fija	02-abr-16	16.000,0	-

Si bien incrementos en la inflación pueden tener impacto sobre los costos de la deuda denominada en UF y, por ende, sobre los gastos financieros de la Compañía, estos impactos se encuentran mitigados por los ingresos de la Compañía, los cuales se encuentran indexados a la inflación mediante los polinomios de ingresos.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL EJERCICIO

CONCEPTOS	Diciembre 2015 MM\$	Diciembre 2014 MM\$	Variación 2015/2014 MM\$	Variación 2015/2014 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	178.989	186.444	-7.455,186	-4,0%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-136.179	-99.763	-36.416,712	36,5%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-84.566	-73.191	-11.375,522	15,5%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	-41.756	13.491	-55.247	-409,5%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del periodo	65.913	52.422	13.491	25,7%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	24.157	65.913	-41.756	-63,4%

A diciembre de 2015, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$178.989 lo que representa una disminución del 4,0% respecto al mismo período de 2014 (MM\$186.444), principalmente explicado por mayores intereses pagados (MM\$7.041) derivados de la nueva estructura de deuda explicada anteriormente.

Durante el mismo periodo, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$136.179 un 36,5% mayor al utilizado a igual período de 2014 (MM\$99.763), explicados por un mayor flujo utilizado en préstamos a entidades relacionadas (MM\$98.329), principalmente a Transelec Holding Rentas Ltda., compensado principalmente por un mayor cobro a entidades relacionadas (MM\$43.619) y por un menor importe utilizado en la compra de propiedades, plantas y equipos (MM\$18.019), principalmente explicados por la adquisición de la Línea "Maitencillo – Cardones" a Guacolda S.A. en febrero de 2014 (MM\$29.995).

Durante el mismo periodo, el flujo neto utilizado en actividades de financiamiento fue de MM\$84.566, un 15,5% mayor al utilizado a igual período de 2014 (MM\$73.191), principalmente explicado por un mayor flujo utilizado en el pago de dividendos (MM\$25.129), compensado con el importe procedente del préstamo suscrito por Transelec S.A. con Banco Estado (MM\$16.000), utilizado para prepagar el crédito de la filial Transmisora Huepil Ltda. (MM\$13.303). Por otro lado, en 2014 hubo una colocación de bonos por MM\$205.134 y un pago de capital de bonos por MM\$210.728, partidas que no tuvieron movimientos en 2015.

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 2015 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), totalmente disponible:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR, Citibank, JP Morgan Chase Bank y Export Development Canadá	US\$250.000.000	15-oct-17	Capital de trabajo

4. INDICADORES

Bonos	Covenant	Limite	Diciembre 2015	Diciembre 2014
Todas las series locales	Test de Distribución (**)	FNO(*)/Costo Financiero > 1,5	4,32	4,35
	Deuda Total/Capitalización Total (***)	< 0,7	0,62	0,61
	Patrimonio mínimo (en millones de UF) (***) > UF15		31,82	33,71

(*) 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 31 de diciembre de 2015 asciende a MM\$24.970.

INDICES	Diciembre 2015	Diciembre 2014	Variación 2015/2014
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio	10,6%	8,3%	27,6%
Rentabilidad del activo	3,7%	3,1%	20,0%
Rentabilidad activos operacionales	5,4%	4,4%	22,8%
Ganancia por acción (\$)	83.628	66.773	25,2%
Liquidez y endeudamiento			
Liquidez corriente	0,36	1,33	-72,9%
Razón ácida	0,36	1,33	-73,1%
Pasivo exigible/Patrimonio	1,84	1,68	9,5%
% Deuda corto plazo	17,68	7,17	146,6%
% Deuda largo plazo	82,32	92,83	-11,3%
Cobertura de gastos financieros	4,04	3,79	6,4%

5. EL MERCADO

Transelec 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 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 seguridad y calidad establecidos. El sistema de transmisión de Transelec S.A., 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 del 81% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, de aproximadamente el 42% de las líneas de 220 kV, del 86% de las líneas de 154 kV y del 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 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, la Ley 20.726 (que promueve la interconexión de sistemas eléctricos independientes), publicada el 7 de febrero de 2014 y la Ley N° 20.805 (Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulación de Precios), publicada el 29 de enero de 2015. 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 y al régimen de acceso abierto.

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 fueron aplicadas, con efecto retroactivo, a partir del 01 de enero de 2011. Durante los años 2012 al 2014 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.

De acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805 publicada el 29 de enero de 2015 y a lo dispuesto en el Decreto N°8T del 22 de abril de 2015, se extiende la vigencia del Decreto N°61/2011 que fija la calificación de instalaciones troncales y las tarifas hasta el 31 de diciembre de 2015, a excepción de los valores asociados al AVI de las Labores de Ampliación.

Durante los años 2014 y 2015 se desarrolló el tercer proceso de fijación tarifaria de las instalaciones troncales para determinar las tarifas y fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2016 - 2019, las que se esperan sean publicadas por decreto del Ministerio de Energía el primer semestre del año 2016.

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 fueron vigentes 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 fueron 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. De acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805 publicada el 29 de enero de 2015 y a lo dispuesto en el Decreto N°7T del 22 de abril de 2015, se extiende la vigencia del Decreto N°14/2013 que fija las tarifas de instalaciones subtransmisión y del Decreto Exento N°121/2010 que fija la calificación de instalaciones de subtransmisión hasta el 31 de diciembre de 2015.

En diciembre de 2014 finalizaron los nuevos Estudios de los Sistemas de Subtransmisión que serán la base para la determinación de la tarifas y fórmulas de indexación correspondientes para el cuatrienio 2016 - 2019, las que se esperan sean publicadas por decreto del Ministerio de Energía el primer semestre del año 2016.

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.

Dado que tanto los Sistemas de Transmisión Troncal y los de Subtransmisión están sometidos al régimen de acceso abierto irrestricto, tal como provee la ley que regula nuestra industria, existe el riesgo que la autoridad intente extender dicho acceso no sólo a la conexión a la red – conexión de un paño a las barra de una subestación – sino además a un acceso físico a instalaciones de transmisión, es decir obligar al transmisor propietario de dichas instalaciones a compartir activos o espacios al interior de algunas subestaciones. Lo mismo podría suceder con los sistemas adicionales que están sometidos al régimen de acceso abierto cuando dichas instalaciones hacen uso de servidumbres o bienes nacionales de uso público en su trazado y tienen capacidad técnica disponible.

El 7 de agosto de 2015 ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley correspondiente al Boletín N° 10.240-08, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En materias de transmisión eléctrica, el proyecto de ley redefine los sistemas de transmisión calificándolos en cinco segmentos: Sistema de Transmisión Nacional (actualmente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente subtransmisión) los Sistemas Dedicados (actualmente transmisión adicional), Sistemas para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional. Aborda la planificación de la transmisión con un horizonte de largo plazo. Regula la tarificación de los sistemas nacional, zonal, para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios. Los precios son determinados por la Comisión cada cuatro años a través de procesos que contempla la participación de las empresas del sector, los usuarios e instituciones interesadas y el Panel de Expertos en caso de existir discrepancias. La tarificación reconoce los costos eficientes de adquisición e instalación de acuerdo a precios de mercado, los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres periodos tarifarios y una tasa de descuento variable. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión a partir de la suma de los ingresos tarifarios reales y un cargo único por uso asociado a cada segmento y aplicado directamente a los usuarios finales.

El proyecto de ley debería ser aprobado por el Senado durante el primer semestre de 2016.

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 y modificada mediante la Ley N° 20.417 publicada en el Diario Oficial el 26 de enero de 2010. Esta última modificación contempló un cambio institucional, creándose nuevos organismos con competencias ambientales: (i) el Ministerio del Medio Ambiente; (ii) el Consejo de Ministros para la 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. Luego, con la promulgación de la ley N° 20.600 el año 2012, se crean los Tribunales Ambientales, cuya función es resolver las controversias medioambientales de su competencia. Esta especialización en la institucionalidad genera un escenario de mayor control y fiscalización, en el accionar de la compañía.

El Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, modificado mediante el D.S. N° 40/2012, ha introducido cambios en los procesos de evaluación de proyectos, lo cual ha implicado adaptar la formulación de proyectos a estos nuevos escenarios, en lo que respecta principalmente al nivel de detalle de la descripción del proyecto, análisis de alternativas y de la evaluación de sus impactos.

Asimismo, la dictación del D.S. N°66/2013, del Ministerio de Desarrollo Social, el cual regula el procedimiento de consulta indígena para el Estado Chileno y la aplicación del procedimiento de participación y consulta indígena contemplado en el D.S N°40/2012 para los proyectos de inversión en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, ha generado un escenario de incertidumbre, generándose procesos de consulta indígena de relativa efectividad, lo cual ha implicado demora en la gestión de proyectos y hasta la judicialización de algunas autorizaciones ambientales.

Por otro lado, los proyectos de inversión en Chile, se ven enfrentados a una ciudadanía más informada y organizada, por tanto el desafío es formular proyectos que incluyan tempranamente las inquietudes y planteamientos de la comunidad a través de procesos de participación e información temprana previos a la tramitación ambiental de los proyectos. El riesgo de no considerar a la ciudadanía en etapas tempranas del proyecto, se traduce en un escenario de mayor complejidad en la aprobación ambiental y en la judicialización de los permisos ambientales.

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 (dado que su moneda funcional es el peso Chileno) tiene los siguientes orígenes:

- Transelec realiza diversas transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Transelec mantiene cuentas por cobrar en dólares y UF.
- Transelec mantiene un contrato Cross Currency Swap que compensa los riesgos de tipo de cambio de la última emisión internacional, por un monto o notional equivalente a MMUS\$375.
- Transelec mantiene contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.

La exposición al riesgo de tipo de cambio es gestionada a través de una política aprobada 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 2015		Diciembre 2014	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	499.757	482.980	405.821	420.498
Dólar (montos asociados a partidas de Ingresos)	-	-	-	-
Partidas en Peso chileno	1.711.623	1.728.400	1.728.024	1.713.348

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2015 (\$)	Último día 2015 (\$)	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)
Enero	620,91	632,03	537,03	553,84
Febrero	623,62	618,76	554,41	559,38
Marzo	628,50	626,58	563,84	551,18
Abril	614,73	611,28	554,64	564,59
Mayo	607,60	616,66	555,40	550,72
Junio	629,99	639,04	553,06	552,72
Julio	650,14	671,11	558,21	573,14
Agosto	688,12	695,25	579,05	590,91
Septiembre	691,73	698,72	593,47	599,22
Octubre	685,31	690,32	589,98	576,50
Noviembre	704,00	711,20	592,46	605,46
Diciembre	704,24	710,16	612,92	606,75
Promedio del periodo	654,07	660,09	570,37	573,70

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 2015, la Compañía posee cuatro clientes que representan individualmente entre un 2,4% y un 45,5% de los ingresos totales. Estos son Grupo Endesa (MM\$125.970), Grupo AES Gener (MM\$52.659), Grupo Colbún (MM\$44.129) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$6.736). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 82,9% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo periodo de 2014, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM\$121.247, MM\$42.317, MM\$41.390 y MM\$10.811 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 86,1%.

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 Compañía.

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 es capaz de reaccionar financieramente tanto a las oportunidades de inversión como al pago oportuno de sus obligaciones, Transelec cuenta aparte de sus disponibilidades de caja y cuentas por cobrar de corto plazo, con una línea de crédito comprometida del tipo revolving para uso de capital de trabajo por MMUS\$250 equivalentes a MM\$177.540. 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 período de 3 años por un sindicato de bancos conformados por Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi y DnB NOR. Esta línea fue renegociada y extendida el 15 de octubre del 2014 con nueva fecha de vencimiento al 15 de octubre de 2017. En esta oportunidad el sindicato de bancos lo conformó Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR, Citibank, JP Morgan Chase Bank y Export Development Canadá. En esta última renovación, se mejoraron: (i) los costos por monto no comprometido (Commitment Fee) desde 0,6% a 0,4375%, (ii) el margen o spread por el uso desde 2,35% a 1,25% por monto girado y (iii) otras cláusulas de restricciones los cuales quedaron más favorables para Transelec.

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 e intereses correspondientes a los pasivos financieros de la Sociedad de acuerdo con su vencimiento, al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014.

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 2015	226.265	101.691	101.691	708.219	884.187	2.022.053
31 de diciembre de 2014	53.259	249.539	97.061	410.285	1.110.499	1.920.643

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 tasa 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 2015 y al 31 de diciembre de 2014 fue a tasa fija, correspondiendo a un 100,0% y 99,1% 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 2015 (\$)	Último día 2015 (\$)	Promedio 2014 (\$)	Último día 2014 (\$)
Enero	24.601,1	24.557,2	23.369,9	23.435,9
Febrero	24.538,6	24.545,2	23.482,2	23.508,5
Marzo	24.577,9	24.622,8	23.552,5	23.607,0
Abril	24.685,4	24.754,8	23.685,1	23.773,4
Mayo	24.832,6	24.904,8	23.860,5	23.931,7
Junio	24.955,1	24.983,0	23.986,2	24.023,6
Julio	25.028,9	25.086,6	24.048,8	24.062,3
Agosto	25.144,7	25.194,2	24.081,0	24.103,4
Septiembre	25.264,8	25.346,9	24.134,1	24.168,0
Octubre	25.426,5	25.490,0	24.237,8	24.326,9
Noviembre	25.548,2	25.598,4	24.438,2	24.553,7
Diciembre	25.625,1	25.629,1	24.617,6	24.627,1
Promedio del periodo	25.019,1	25.059,4	23.957,8	24.010,1