Análisis Razonado de Estados Financieros

TRANSELEC

Santiago, Chile
30 de junio de 2017

RESUMEN

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 30 de junio de 2017 fue de MM$42.617, que corresponde a un aumento del 9,2% con respecto al primer semestre del año 2016, periodo en el cual se registró una utilidad por MM$39.031. El alza se explica principalmente por un mayor Resultado de Explotación asociado a mayores ingresos y menores costos y gastos totales y una menor pérdida en el Resultado Fuera de Explotación.

Al 30 de junio de 2017, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$138.763, presentando un aumento de un 1,4% en relación al mismo período de 2016 (MM$136.851). El alza de los Ingresos de 2017 está asociada principalmente a la puesta en servicio de nuevos proyectos, efectos macroeconómicos y en menor medida a reliquidaciones con clientes. Lo anterior es compensado en parte por contratos de transmisión que pasaron a ser regulados.

Durante el primer semestre del año 2017, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$118.337, un 0,6% más alto al registrado a igual período de 2016 (MM$117.632), con un Margen EBITDA[2] de 85,3%. El aumento en EBITDA se debe principalmente al efecto en ingresos explicado anteriormente, compensado parcialmente por las menores Otras Ganancias. El total de Costos y Gastos fijos de la operación se mantuvo prácticamente en línea con los del primer semestre de 2016.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a junio de 2017 fue de MM$35.063, que corresponde a una disminución de 3,3% en comparación al mismo período de 2016 (MM$36.251), principalmente explicada por menores pérdidas en el Resultado por Unidades de Reajuste que mide principalmente el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía por MM$5.421, compensado en parte por mayores Costos Financieros por MM$2.230 y menores Otras Ganancias por MM$1.144.

Durante el período de 6 meses terminado el 30 de junio del año 2017, la Compañía incorporó MM US$84,3 de nuevas instalaciones, que corresponden a dos ampliaciones en el segmento Nacional, un proyecto en el segmento Zonal, dos proyectos dedicados y a la adquisición de la empresa Transmisión del Melado SpA.

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos Fijos de Ventas + Gastos Fijos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero

[2] Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

Hechos relevantes del período:

- Con fecha 31 de marzo de 2017 Transelec adquirió el total de las acciones de la empresa Transmisión del Melado SpA., la cual ahora es una filial de Transelec. La operación de la filial por parte de Transelec comenzó el segundo trimestre, razón por la cual los Estados Financieros de junio de 2017 se presentan consolidados.

- El 30 de mayo de 2017 Transelec llevó a cabo su primer Investor Day, instancia en la que se reunió con inversionistas, bancos y agencias de riesgo como parte de la política permanente de contacto con sus inversionistas. En el marco de la misma iniciativa se visitó a inversionistas internacionales durante junio.

- Durante el 2017, Transelec ha distribuido a sus accionistas los siguientes montos:
    - MM$19.757 como dividendo definitivo del ejercicio 2016, distribuidos el 23 de mayo de 2017.
    - MM$19.222 como primer dividendo interino del año 2017, distribuidos el 15 de junio de 2017.

Transelec ha preparado sus estados financieros al 30 de junio de 2017 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 haciendo mención a la adopción de NIC 8, que establece mecanismos tales para considerar que el emisor nunca hubiera dejado de aplicar las normas NIIF. 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.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Junio 2017 MM$	Junio 2016 MM$	Variación 2017/2016 MM$	Variación 2017/2016 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**138.763**	**136.851**	**1.912**	**1,4%**
Venta de Peajes	136.112	134.244	1.868	1,4%
Servicios a Terceros	2.651	2.606	45	1,7%
Costos de Ventas	**-38.806**	**-38.288**	**-518**	**-1,4%**
Costos Fijos	-13.560	-12.599	-961	-7,6%
Depreciación	-25.246	-25.689	443	1,7%
Gastos de Administración	**-9.579**	**-11.024**	**1.445**	**13,1%**
Gastos Fijos	-9.185	-10.082	897	8,9%
Depreciación	-394	-942	548	58,1%
Resultado de Explotación	**90.378**	**87.539**	**2.839**	**3,2%**
Ingresos Financieros	4.606	4.540	66	1,4%
Costos Financieros	-32.884	-30.654	-2.230	-7,3%
Diferencias de Cambio	49	974	-925	-94,9%
Resultado por Unidades de Reajuste	-8.665	-14.086	5.421	38,5%
Otras Ganancias (Pérdidas)	1.831	2.975	-1.144	-38,5%
Resultado Fuera de Explotación	**-35.063**	**-36.251**	**1.188**	**3,3%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**55.314**	**51.288**	**4.026**	**7,9%**
Impuesto a la Renta	-12.697	-12.256	-441	-3,6%
Utilidad del Período (Ganancias)	**42.617**	**39.031**	**3.586**	**9,2%**
EBITDA[1]	**118.337**	**117.632**	**705**	**0,6%**
Margen EBITDA[2]	**85,3%**	**86,0%**		

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos Fijos de Ventas + Gastos Fijos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero

[2] Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

a) Resultado de Explotación

Durante el período de 6 meses terminado el 30 de junio del año 2017, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$138.763 aumentando un 1,4% respecto al mismo período de 2016 (MM$136.851). La clasificación de ingresos entre Venta de Peajes y Servicios a Terceros presenta una reclasificación de cuentas internas que afecta lo presentado en 2016 (pero no el total de ingresos). Considerando la reclasificación en ambos períodos, el aumento de los Ingresos de Actividades Ordinarias está principalmente explicado por mayores ingresos por Venta de Peajes, que a junio de 2017 alcanzaron MM$136.112, un 1,4% mayor a lo obtenido en el mismo período de 2016 (MM$134.244). Los ingresos de Servicios a Terceros al 30 de junio de 2017 fueron de MM$2.651, un 1,7% mayor a lo registrado a igual período de 2016 (MM$2.607).

El aumento en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicado por MM$2.253 de mayores ingresos asociados al segmento Dedicado (ex Adicional) y un aumento de MM$596 en el segmento Zonal (ex Subtransmisión), parcialmente compensado por menores ingresos por MM$980 del segmento Nacional (ex Troncal).

En su conjunto, los mayores ingresos son explicados principalmente por la puesta en servicio en los últimos 12 meses de nuevos proyectos que aportan mayores ingresos por MM$3.909, efectos macroeconómicos por MM$903, reliquidaciones con clientes libres por MM$867, compensado en parte por contratos de transmisión con Enel (ex Endesa) que pasaron a ser regulados con una variación por MM$4.252.

El total de Costos y Gastos de la Operación (Costos de Ventas + Gastos de Administración) de Transelec al 30 de junio de 2017 fue MM$48.385, un 1,9% más bajos al compararlos con el mismo período de 2016 donde alcanzaron los MM$49.312. Los Costos y Gastos de la Operación presentaron una reclasificación de cuentas internas que afecta lo presentado el 2016, pero no el total. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$38.806, un 1,4% mayores al mismo período de 2016 (MM$38.288). Estos costos provienen principalmente del mantenimiento y operación de las instalaciones y porcentualmente se desglosan en un 65,1% correspondiente a la Depreciación de los bienes del activo fijo (67,1% a junio de 2016), y en un 34,9% a Costos Fijos que comprenden costos de personal, de suministros y de servicios contratados (32,9% a junio de 2016). A junio de 2017, los Costos Fijos aumentaron en MM$961, y resultaron ser 7,6% mayores a los obtenidos a junio de 2016, por otro lado, la Depreciación resultó un 1,7% menor. El aumento de los Costos Fijos es explicado principalmente por mayores costos de personal y seguridad y protección en subestaciones.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$9.579 a junio de 2017, un 13,1% menor a los obtenidos en el mismo período en 2016 (MM$11.024). Estos gastos están conformados en un 95,9% por Gastos Fijos que comprenden gastos de personal y trabajos, suministros y servicios contratados (91,5% en 2016), y en un 4,1% por Depreciación (8,5% en junio de 2016). A junio de 2017, los Gastos Fijos disminuyeron en MM$897, un monto 8,9% menor al obtenido a junio de 2016, en tanto la Depreciación disminuyo en MM$548. La disminución de los Gastos Fijos se debe principalmente a que en 2016 se pagó una boleta de garantía por el proyecto Nogales – Polpaico.

La Depreciación total (de Costos y Gastos) al 30 de junio de 2017 disminuyó en 3,7% en relación al mismo periodo de 2016. Se debe principalmente a que en el primer semestre de 2016 se realizó una regularización por retiro de activos y a que durante 2016 un grupo importante de equipos terminó su vida útil implicando menor depreciación en 2017, esto es parcialmente compensado por puestas en servicio de distintos activos.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación del primer semestre de 2017 fue una pérdida de MM$35.063, un 3,3% menor a igual período de 2016 (MM$36.251), explicado principalmente por menores pérdidas en el Resultado por Unidades de Reajuste, compensado parcialmente por mayores Costos Financieros, una baja en Otras Ganancias y menores ingresos por Diferencia de Cambio.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$8.665 al 30 de junio de 2017, un 38,5% menor a la pérdida registrada en igual período de 2016 (MM$14.086). Esto se debe principalmente al vencimiento y pago del bono local Serie C por 6 millones de Unidades de Fomento en septiembre de 2016, que disminuyó la deuda en UF de la compañía y por otro lado al reajuste de los bonos locales en UF debido a la variación en el valor de la UF que para el período de 6 meses terminado el 30 de junio del año 2017 corresponde a un 1,20% en comparación con un 1,65% para igual período de 2016, debido a la mayor inflación en aquel período.

Los Costos Financieros registrados a junio de 2017 alcanzaron los MM$32.884, un 7,3% mayor a lo registrado en igual período de 2016 (MM$30.654). Este aumento se explica principalmente a que a junio de 2017 Transelec cuenta con mayor deuda que a junio de 2016, debido a que la nueva emisión en julio de 2016 fue mayor al vencimiento de septiembre de 2016. En específico, las partidas que explican la variación de los Costos Financieros son, (i) mayores intereses pagados por bonos en dólares por MM$4.514, asociado a los intereses devengados por el nuevo bono en dólares emitido por la compañía en julio de 2016 compensado en parte por el efecto de un 4,42% de apreciación del peso en relación al dólar (tipo de cambio promedio de los períodos), (ii) mayores intereses pagados por contratos Swaps por MM$1.529, principalmente asociado a la cobertura del nuevo bono, y (iii) menores intereses pagados por bonos en UF de MM$2.695 asociado a la menor deuda en UF (debido al vencimiento de la Serie C), compensado en parte por el efecto de la variación de la UF en 2,57% promedio entre ambos años.

Las Otras Ganancias a junio de 2017 fueron MM$1.831, un 38,5% menor al mismo período de 2016 (MM$2.975). La diferencia se explica principalmente a ingresos en 2016 derivados del seguro contra incendios debido al siniestro ocurrido en la subestación Pan de Azucar.

Las ganancias por Diferencias de Cambio a junio de 2017 alcanzaron MM$49, manteniéndose a niveles mínimos, asociado a la cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Ingresos Financieros registrados a junio de 2017 alcanzaron los MM$4.606, manteniéndose prácticamente en línea a lo registrado al mismo período de 2016 (MM$4.540).

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 30 de junio de 2017 fue de MM$12.697, aumentando un 3,6% en relación al mismo período de 2016 (MM$12.256). El aumento se debe principalmente a un aumento de 7,9% en las Ganancias antes de Impuestos, parcialmente compensado por la incorporación de Impuestos Diferidos de la filial Transmisión del Melado SpA.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Junio 2017 MM$	Diciembre 2016 MM$	Variación 2017/2016 MM$	Variación 2017/2016 %
Activos Corrientes	112.892	124.719	-11.827	-9,5%
Activos No Corrientes	2.225.552	2.182.103	43.449	2,0%
Total Activos	**2.338.444**	**2.306.822**	**31.622**	**1,4%**
Pasivos Corrientes	89.048	92.253	-3.205	-3,5%
Pasivos No Corrientes	1.468.426	1.442.089	26.337	1,8%
Patrimonio	780.971	772.481	8.490	1,1%
Total Pasivos y Patrimonio	**2.338.444**	**2.306.822**	**31.622**	**1,4%**

El aumento en los Activos entre diciembre de 2016 y junio de 2017 se explica por un aumento en los Activos No Corrientes compensado por una disminución en los Activos Corrientes. El aumento de los Activos No Corrientes es explicado casi en su totalidad por un alza en Propiedades, Planta y Equipos debido a la adquisición de Transmisión del Melado SpA. La disminución de los Activos Corrientes es explicada principalmente por menor Efectivo y Equivalentes al efectivo y menores cuentas por cobrar.

El aumento en el Total de Pasivos y Patrimonio a junio de 2017 se debe a un aumento de Pasivos No Corrientes y Patrimonio, parcialmente compensando por menores Pasivos Corrientes. Los mayores Pasivos No Corrientes son explicados por un aumento del pasivo por impuesto diferido y por un aumento de otros pasivos financieros de largo plazo, ambos efectos asociados a la adquisición de Transmisión del Melado SpA. El aumento de Patrimonio se debe a un menor saldo negativo en Otras Reservas y mayores Ganancias acumuladas. La disminución de los Pasivos Corrientes se debe principalmente a menores cuentas por pagar y un menor saldo por provisiones a los empleados.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Junio 2017 MM$	Diciembre 2016 MM$	Variación 2017/2016 MM$	Variación 2017/2016 %
Terrenos	20.641	20.625	16	0,1%
Construcción y obras de infraestructura	1.145.312	1.118.249	27.063	2,4%
Obras en curso	114.337	107.900	6.437	6,0%
Maquinarias y equipos	634.188	610.065	24.123	4,0%
Otros activos fijos	7.542	5.736	1.806	31,5%
Depreciación	-444.905	-421.337	-23.568	-5,6%
Total	**1.477.115**	**1.441.237**	**35.878**	**2,5%**

Deuda Vigente

					Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Junio 2017	Diciembre 2016
Bono Local Serie D	UF	4,25%	Fija	15-dic-27	13,50	13,50
Bono Local Serie H	UF	4,80%	Fija	01-ago-31	3,00	3,00
Bono Local Serie K	UF	4,60%	Fija	01-sep-31	1,60	1,60
Bono Local Serie M	UF	4,05%	Fija	15-jun-32	3,40	3,40
Bono Local Serie N	UF	3,95%	Fija	15-dic-38	3,00	3,00
Bono Local Serie Q	UF	3,95%	Fija	15-oct-42	3,10	3,10
Bono US @2023	USD	4,625%	Fija	26-jul-23	300,00	300,00
Bono US @2025	USD	4,25%	Fija	14-ene-25	375,00	375,00
Bono US @2029	USD	3,875%	Fija	12-ene-29	350,00	350,00
Revolving Credit Facility[1]	USD	2,70%	Flotante	15-oct-17	-	-
Crédito TDM USD - Tranche A[2]	USD	5,92%	Flotante	16-dic-30	4,30	-
Crédito TDM CLP - Tranche B1[2]	CLP	6,32%	Flotante	17-ene-31	5.460,38	-
Crédito TDM UF - Tranche B2[2]	UF	4,39%	Flotante	16-dic-30	0,07	-

[1] Línea de Crédito Comprometida por MM US$250: La tasa de interés flotante de 2,70% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 30 de junio de 2017, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 2,70%, en cambio paga una comisión fija correspondiente al 0,4375% anual del monto comprometido no girado.

[2] Cada uno de los préstamos indexados a LIBOR 6 meses + 4,6%, ICP + 3,25% y TAB UF 180 + 2,1% son créditos provenientes de la Filial Transmisión el Melado SpA recientemente adquirida, los cuales fueron prepagados dentro de la primera semana de Julio 2017.

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 en parte compensados por ingresos indexados a inflación.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Junio 2017 MM$	Junio 2016 MM$	Variación 2017/2016 MM$	Variación 2017/2016 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	96.365	105.529	-9.164	-8,7%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-64.314	-65.694	1.380	2,1%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-38.979	-37.005	-1.974	-5,3%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**-6.928**	**2.830**	**-9.758**	**N/A**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	54.647	24.157	30.490	126,2%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**47.718**	**26.987**	**20.731**	**76,8%**

Al 30 de junio de 2017, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$99.263 lo que representa una caída de 5,9% respecto al mismo período de 2016 (MM$105.529), principalmente explicada por mayores pagos a proveedores por MM$11.614, mayores pagos de intereses por MM$1.875 y a que en 2016 existieron impuestos reembolsados asociados a la absorción de Transelec Norte por MM$2.744. Lo anterior es parcialmente compensado por mayores cobros por ventas por MM$10.556.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$67.212 un 2,3% mayor al destinado al 30 de junio de 2016 (MM$65.694). El alza es explicada principalmente por MM$6.407 asociados a la compra de la sociedad Transmisión del Melado SpA y por un mayor préstamo a entidades relacionadas neto por MM$5.676, compensado parcialmente por menor flujo utilizado en la compra de propiedades planta y equipo por MM$9.180.

A junio de 2017, el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento alcanzo los MM$38.979 aumentando un 5,3% en relación al mismo periodo de 2016 (MM$37.005). Dichos flujos representan casi en su totalidad los pagos de dividendos.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 30 de junio de 2017 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 Canada	US$250.000.000	15-10-2017[1]	Capital de trabajo

[1] En Agosto se renegoció exitosamente la línea de crédito, teniendo como nuevo vencimiento el 3 de agosto de 2020.

4. INDICADORES

A continuación se presentan restricciones financieras contenidas en las emisiones de bonos locales.

Covenants	Bonos	Límite	Junio 2017	Diciembre 2016
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todas las Series Locales	< 0,70	0,64	0,64
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Series Locales D, H, K, M y N	> 15,00	30,22	30,27
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Serie Local Q	> 350.000	805.941	797.451

Test	Bonos	Límite	Junio 2017	Diciembre 2016
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,04	4,28

[1] 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 junio de 2017 asciende a MM$24.970.

[2] Test para poder distribuir pagos restringidos, tales como dividendos.

[3] 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.

A continuación se presentan índices de rentabilidad, liquidez y endeudamiento de la compañía.

ÍNDICES		Junio 2017	Diciembre 2016	Variación 2017/2016
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	10,8%	10,5%	30 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	3,6%	3,5%	10 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	5,7%	5,6%	10 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	84.569	80.983	4,4%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	1,27	1,35	-5,9%
Razón ácida	(veces)	1,27	1,35	-5,9%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	1,99	1,99	0,0%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	5,7%	6,0%	-30 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	94,3%	94,0%	30 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,60	3,66	-1,6%

[1] Índices de Rentabilidad se presentan bajo el criterio de últimos 12 meses móviles.

[2] Rentabilidad del Patrimonio es calculada como la Utilidad del Período sobre el Patrimonio.

[3] Rentabilidad de los Activos es calculada como la Utilidad de Período sobre el total de Activos.

[4] Rentabilidad de los Activos Operacionales es calculada como la Utilidad de Período sobre el valor total de Activos en Explotación.

[5] Ganancia por acción es calculada como la Utilidad de Período sobre el total de acciones emitidas.

5. EL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN

5.1. La actividad de transmisión y su regulación.

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

El sistema de transmisión de Transelec, 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 nacional 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 66% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 39% de las líneas de 220 kV, del 83% 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 Nº 1/1982) y sus posteriores modificaciones, destacando en especial la Ley 19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la recientemente publicada, Ley 20.936 de fecha 20 de julio de 2016, la que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Adicionalmente, quienes exploten y operen instalaciones de transmisión deben sujetarse en todo momento a lo dispuesto en 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 nueva ley 20.936/2016 redefine los sistemas de transmisión calificándolos en cinco segmentos: Sistema de Transmisión Nacional (antiguamente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antiguamente subtransmisión) los Sistemas Dedicados (antiguamente adicional), Sistemas para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional. Adicionalmente, la nueva normativa incorpora una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo, que contempla holguras en los sistemas y busca alcanzar un sistema más robusto y seguro, 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.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la retribución económica que puede obtener de los cargos por uso de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos.

5.2. Valorización y tarificación de las instalaciones

Los precios asociados a la actividad de transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, mediante la realización de un estudio licitado internacionalmente, y procesos que contemplan la participación de las empresas del sector, los usuarios e instituciones interesadas y el Panel de Expertos en caso de existir discrepancias.

La tarificación de las instalaciones existentes 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 períodos tarifarios y una tasa de descuento variable. Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) 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.

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 al cuadrienio 2016 - 2019, las que fueron fijadas mediante el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y cuya aplicación es retroactiva a partir del 1 de enero del año 2016. Dicha normativa fijó las instalaciones de transmisión troncal y los nuevos Valores de Inversión (VI), las Anualidades del Valor de Inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), más el VATT de las instalaciones troncales, y las fórmulas de indexación aplicables durante dicho período.

La Ley 20.936/2016 contempla un nuevo régimen de pago por uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, que rige a partir del 1° de enero de 2019, período que se prolonga transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2034, y durante el cual los pagos por uso por parte de las empresas generadoras, asociado a los contratos de suministro para clientes libres y regulados, y celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de esta nueva ley, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal pero con algunas adecuaciones. Estos peajes de inyección resultantes aplicables a las generadoras irán disminuyendo progresivamente año a año y el pago de los montos correspondientes serán traspasados paulatinamente a la demanda.

En relación a las instalaciones del sistema de transmisión zonal (antiguamente subtransmisión), con fecha 9 de abril de 2013 se publicó en el diario oficial el Decreto Supremo 14 del Ministerio de Energía en el que se fijan las tarifas de subtransmisión para el período enero 2011 – diciembre 2014. La diferencia entre lo facturado provisionalmente desde enero de 2011 hasta la fecha de publicación de este decreto fue reliquidadada por los CDEC's en base a la diferencia entre las tarifas aplicadas provisionalmente y las nuevas tarifas fijadas por el Decreto 14/2013. Posteriormente, de acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio de la Ley N°20.805/2015 y a lo dispuesto en el Decreto 7T del 22 de abril de 2015, se extendió la vigencia del Decreto 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.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo undécimo transitorio de la reciente ley 20.936/2016, durante el período que medie entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017, seguirá vigente el Decreto 14/2013 y las tarifas de subtransmisión que en él se fijaron, excluyéndose el pago que corresponde a las empresas generadoras. Estos pagos no serán cubiertos ni absorbidos por el resto de los usuarios de los sistemas de subtransmisión. El Ministerio de Energía deberá emitir un decreto donde podrá efectuar los ajustes al Decreto 14 para implementar la exención de pago de las centrales generadoras y hacerla consistente con la aplicación del Decreto 23T, y los ingresos de subtransmisión que se han venido percibiendo desde el 1° de enero de 2016 deberán ser reliquidados conforme las disposiciones que contenga dicho decreto.

Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo de la ley 20.936/2016, durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14 se dará continuidad y término al proceso de fijación de las nuevas tarifas de subtransmisión las que tendrán vigencia desde el 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019. Dichas tarifas y fórmulas de indexación serán determinadas en base a los Estudios de los Sistemas de Subtransmisión que originalmente comenzaron a realizarse el año 2014, para las tarifas correspondientes al cuadrienio 2016 – 2019.

6. FACTORES DE RIESGO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, Transelec 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

Tal como se señaló anteriormente, el procedimiento de fijación de tarifas de transmisión eléctrica está fijado por ley e incluye reajustes y reliquidaciones a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador de las instalaciones de transmisión. Así, 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 las tarifas de los Sistemas Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo que abastecen a clientes regulados, se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos atractivas en términos de las inversiones incurridas.

La ley 20.936/2016 considera la promulgación de varios reglamentos, los que se encuentran en proceso de elaboración y se espera se complete su publicación durante el segundo semestre de 2017. Sin perjuicio que para la elaboración de la gran mayoría de dichos reglamentos la autoridad ha contemplado la participación de los agentes privados del sector mediante mesas de trabajo y de la ciudadanía en general a través de los procedimientos de consulta pública, la autoridad no se encuentra obligada a incorporar los comentarios y observaciones que se hagan a las versiones preliminares de los reglamentos, y finalmente puede incluir lo que estime pertinente o necesario, siempre con apego a la ley.

Adicionalmente, y en virtud del régimen de acceso abierto universal que contempla la nueva ley respecto de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, Interconexión Internacionales, para Polos de Desarrollo, y Sistemas Dedicados cuando existe capacidad técnica disponible, es posible constatar un riesgo propio asociado al alcance y aplicación de dicha reforma, ya que la autoridad será la que finalmente fijará las condiciones particulares de implementación de dicho régimen en el respectivo reglamento. Sin perjuicio de ello, la Comisión Nacional de Energía emitió el 30 de marzo una resolución que regula en detalle esta materia, de manera transitoria hasta la dictación del reglamento definitivo.

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 cuya principal modificación es la realizada 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 (SEIA), 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, principalmente respecto al nivel de detalle de la descripción del proyecto, análisis de alternativas y de la evaluación de sus impactos.

En el mes de abril de 2015 mediante Decreto N° 20 del Ministerio del Medio Ambiente, la Presidenta de la República creó la Comisión Asesora Presidencial para la evaluación del SEIA, con el objeto de levantar las principales debilidades estructurales de dicho sistema y elaborar propuestas que contribuyan a la correcta implementación y operatividad del proceso e instrumento de gestión ambiental. El informe final de la referida Comisión Presidencial, emitido en julio de 2016, propone 25 medidas que apuntan al fortalecimiento y mejoramiento del SEIA a través de cambios legales, normativos y procedimentales. Sin embargo, a la fecha el Ministerio de Medio Ambiente no ha establecido la prioridad que tendrán las modificaciones a introducir a la Ley 19.300 y al actual Decreto 40/2012, como resultado de dicho informe.

Por otro parte, la dictación del D.S. N°66/2013 del Ministerio de Desarrollo Social, el cual regula el procedimiento de consulta indígena y su aplicación según lo contemplado en el D.S N°40/2012 respecto de los proyectos que ingresen al SEIA, ha tenido resultados de relativa efectividad, lo cual ha implicado demora en la gestión de algunos proyectos y hasta la judicialización de algunas autorizaciones ambientales. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se ha observado una relativa disminución en la judicialización de autorizaciones ambientales.

Cabe mencionar que los distintos proyectos que podrían materializarse en Chile, se ven enfrentados a una ciudadanía más informada y organizada, por tanto el desafío es incluir 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 de Tipo de Cambio

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 contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.
- Transelec mantiene pasivos (cuentas por pagar) en dólares, asociado a bonos emitidos en Estados Unidos
- Transelec mantiene activos (cuentas por cobrar) en dólares, asociado a préstamos intercompañía.
- Transelec mantiene contratos cross currency swap que compensan los riesgos de tipo de cambio de las emisiones internacionales.

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:

	Junio 2017		Diciembre 2016	
En millones de pesos	**Activo**	**Pasivo**	**Activo**	**Pasivo**
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	684.776	683.139	499.757	691.075
Partidas en Peso chileno	1.629.317	1.630.955	1.711.623	1.733.231

TIPO DE CAMBIO (Dólar observado)

MES	Promedio 2017 ($)	Último día 2017 ($)	Promedio 2016 ($)	Último día 2016 ($)
Enero	661,19	646,19	721,95	711,72
Febrero	643,21	648,88	704,08	689,18
Marzo	661,20	663,97	682,07	675,10
Abril	655,74	665,41	669,93	663,40
Mayo	671,54	672,35	681,87	690,27
Junio	665,15	664,29	681,07	661,49
Promedio del periodo	**659,67**	**660,18**	**690,16**	**681,86**

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 nacionales 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 significativos.

Al 30 de junio de 2017, la Compañía posee cinco clientes que representan individualmente entre un 3,2% y un 39,5% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (ex Endesa) (MM$54.812), Colbún (MM$25.644), Grupo AES Gener (MM$24.225), Engie (ex E-CL) (MM$7.210) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM$4.460). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 83,9% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo período de 2016, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM$66.765, MM$24.612, MM$24.464, MM$4.893 y MM$4.167 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 87,4%.

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 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 Transelec es capaz de reaccionar financieramente tanto a las oportunidades de inversión como al pago oportuno de sus obligaciones, la compañía 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$166.072,5. A la fecha, esta línea no registra saldo de montos utilizados. Esta línea de crédito comprometida fue contratada por primera vez 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[3], incluyendo una cláusula de extensión por 2 años. En esta oportunidad el sindicato de bancos lo conformó Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR, Citibank, JP Morgan Chase Bank y Export Development Canada. Está línea no incluye ningún tipo de cláusula de cambio adverso material.

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 30 de junio de 2017 y al 31 de diciembre de 2016.

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
30 de junio de 2017	59.687	119.374	119.374	693.396	1.124.139	2.115.970
31 de diciembre de 2016	59.544	119.089	119.089	705.743	1.135.496	2.138.961

[3] En Agosto se renegoció exitosamente la línea de crédito, teniendo como nuevo vencimiento el 3 de agosto de 2020.

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.

La totalidad de la deuda de la Compañía al 30 de junio de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 fue a tasa fija. 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 2017 ($)	Último día 2017 ($)	Promedio 2016 ($)	Último día 2016 ($)
Enero	26.340,76	26.318,21	25.629,09	25.629,09
Febrero	26.336,93	26.392,09	25.661,05	25.717,40
Marzo	26.442,88	26.471,94	25.772,43	25.812,05
Abril	26.512,42	26.561,42	25.858,01	25.906,80
Mayo	26.603,14	26.630,98	25.954,31	25.993,05
Junio	26.651,22	26.665,09	26.025,99	26.052,07
Promedio del periodo	**26.481,22**	**26.506,62**	**25.816,81**	**25.851,74**

Hechos Posteriores

- El financiamiento proveniente de Transmisión del Melado SpA fue prepagado durante la primera semana de Julio.

- En agosto de 2017 Transelec vendió los activos asociados a los proyectos "2x500 KV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt" y "Nueva Charrúa Subestación" a Transelec Concesiones SpA