Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile
31 de marzo de 2019

RESUMEN

Al 31 de marzo de 2019, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$85.169, presentando un aumento de un 24,4% en relación al mismo período de 2018 (MM$68.456). Dicho aumento es explicado por la entrada en vigencia del Decreto 6T que establece principalmente las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal, por la entrada en operación de nuevos proyectos y por efectos macroeconómicos, explicados en su mayoría por tipo de cambio USD/CLP.

Al 31 de marzo de 2019, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$74.134, un 26,9% mayor a igual período de 2018 (MM$58.442), con un Margen EBITDA[2] de 87,0%. El alza en EBITDA se debe casi en su totalidad a los mayores ingresos explicados anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a marzo de 2019 fue de MM$14.257, que corresponde a una disminución de un 21,5% en comparación al mismo período de 2018 (MM$18.168). Debido a que durante el periodo en análisis prácticamente no hubo inflación, el Resultado por Unidades de Reajuste (que mide, principalmente, el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía) al 31 de marzo de 2019 fue casi nulo, lo que se compara con una pérdida de MM$4.505 en 2018.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de marzo de 2019 fue de MM$32.948, registrando un alza de 69,8% en relación al mismo periodo del año 2018, en el cual se registró una utilidad por MM$19.404.

Durante el período de 3 meses terminado el 31 de marzo del año 2019, la Compañía incorporó MM US$20,3 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de una ampliación del segmento Nacional y una ampliación en el segmento Zonal. Así mismo, en el periodo de 12 meses móviles terminado en marzo de 2019 se incorporaron instalaciones por MM US$139,1.

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

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

Hechos relevantes del periodo:

- En enero de 2019, las clasificadoras de riesgo internacional Moody's y Fitch Ratings ratificaron las clasificaciones de Transelec en Baa1, BBB, respectivamente. Standard & Poors, por su parte, lo hizo en julio de 2018, ratificando la clasificación en BBB. Las clasificadoras de riesgo local Feller y Fitch Ratings también ratificaron las clasificaciones en AA- durante enero de 2019, mientras que Humphrey's subió la clasificación de la Compañía de AA- a AA con outlook estable en noviembre de 2018.

- En el primer trimestre de 2019, se ve el efecto en ingresos del Decreto 6T, el cual fue publicado en octubre de 2018, y que fija principalmente las nuevas tarifas del segmento Zonal, las que tendrán vigencia desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.

- El Directorio de Transelec S.A., en sesión celebrada el 21 de marzo de 2019, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas (a ser celebrada el 26 de abril) una distribución de dividendos total con cargo a la utilidad de 2018 de MM$39.887, equivalente al primer y segundo dividendo interino pagados en junio y septiembre de 2018, por lo que no se realizará por el momento distribuciones adicionales asociadas al ejercicio 2018.

- A partir del presente año, la Compañía ha adoptado IFRS 16, que deja de clasificar como costos operativos los contratos de arriendo con activos subyacentes identificables (por ejemplo, arriendo de oficinas, camionetas, etc), clasificándolos ahora como activo fijo y pasivo financiero, reflejándose en el estado de resultado una amortización del activo y un gasto financiero del pasivo.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Marzo 2019 MM$	Marzo 2018 MM$	Variación 2019/2018 MM$	Variación 2019/2018 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**85.169**	**68.456**	**16.713**	**24,4%**
Venta de Peajes	83.576	66.763	16.813	25,2%
Servicios a Terceros	1.593	1.694	-101	-5,9%
Costos y Gastos de la Operación	**-25.175**	**-24.029**	**-1.146**	**-4,8%**
Costos de Ventas	-6.832	-7.094	262	3,7%
Gastos de Administración	-4.824	-3.798	-1.026	-27,0%
Depreciación y Amortización	-13.519	-13.137	-382	-2,9%
Resultado de Explotación	**59.993**	**44.426**	**15.567**	**35,0%**
Ingresos Financieros	3.029	2.126	903	42,5%
Costos Financieros	-17.858	-16.498	-1.360	-8,2%
Diferencias de Cambio	184	38	146	389,6%
Resultado por Unidades de Reajuste	-1	-4.505	4.504	100,0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	389	672	-283	-42,1%
Resultado Fuera de Explotación	**-14.257**	**-18.168**	**3.911**	**21,5%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**45.737**	**26.259**	**19.478**	**74,2%**
Impuesto a la Renta	-12.789	-6.856	-5.933	-86,5%
Utilidad del Período (Ganancias)	**32.948**	**19.404**	**13.544**	**69,8%**
EBITDA[1]	**74.134**	**58.442**	**15.692**	**26,9%**
Margen EBITDA[2]	**87,0%**	**85,4%**		

[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 3 meses terminado el 31 de marzo del año 2019, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$85.169, aumentando un 24,4% respecto al mismo período de 2018 (MM$68.456). Dicho aumento está explicado principalmente por mayores ingresos por Venta de Peajes, que a marzo de 2019 alcanzaron MM$83.576, un 25,2% mayor a lo obtenido en el mismo período de 2018 (MM$66.763). Los ingresos de Servicios a Terceros al 31 de marzo de 2019 fueron de MM$1.593, un 5,9% menor a lo registrado a igual período de 2018 (MM$1.694).

El aumento en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicado por un aumento de MM$8.531 en el segmento Nacional, MM$6.743 en el segmento Zonal y MM$1.539 segmento Dedicado.

En su conjunto, el alza en ingresos es explicada casi en su totalidad por: (i) la entrada en vigencia del Decreto 6T que establece las nuevas tarifas de transmisión del segmento Zonal y Dedicado para el periodo 2018-2019 por MM$6.931, (ii) efectos macroeconómicos por MM$5.554, e (iii) ingresos nuevos en 2019 de proyectos que entraron en operación en los últimos 12 meses por MM$3.693.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de marzo de 2019 fue MM$25.175, un 4,8% más altos al compararlos con el mismo período de 2018, donde alcanzaron los MM$24.029. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$6.832, un 3,7% menores al mismo período de 2018 (MM$7.094). La disminución es explicada principalmente por: (i) menores costos en arriendos debido a la aplicación de nueva norma IFRS 16 para leasings y arriendos, que establece que a partir del año 2019 éstos se reflejan en el Balance y no como costos, (ii) menores costos de personal, y (iii) menores costos de servicios básicos. Lo anterior es parcialmente compensado por mayores servicios prestados a empresas relacionadas.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$4.824 a marzo de 2019, un 27,0% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2018 (MM$3.798). El aumento es explicado principalmente por mayores gastos en consultorías.

La Depreciación y Amortización al 31 de marzo de 2019 resultó en MM$13.519, aumentando en 2,9% en relación al mismo periodo de 2018 (MM$13.137). El alza se debe principalmente a la entrada en operación de nuevos proyectos y mayor amortización asociada a la implementación de nueva norma IFRS explicada anteriormente. Lo anterior es parcialmente compensado por retiros excepcionales realizados en 2018.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación de los 3 primeros meses de 2019 fue una pérdida de MM$14.257, un 21,5% menor a igual período de 2018 (MM$18.168), debido principalmente a que prácticamente no existió inflación en el periodo en análisis, impactando en una pérdida casi nula por revalorización de bonos en UF.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$1 al 31 de marzo de 2019, disminuyendo prácticamente en su totalidad con relación a igual período de 2018 (MM$4.505). Esto se debe a que durante el periodo en análisis la UF no presentó una variación significativa que lleve a reajustar los bonos locales en UF. Dicho efecto, en el primer trimestre del año 2018 correspondió a un 0,63%.

Los Costos Financieros registrados a marzo de 2019 alcanzaron los MM$17.858 aumentando un 8,2% comparado a igual periodo de 2018 (MM$16.498). El aumento se debe principalmente a mayor pago de intereses en bonos en USD, ya que el tipo de cambio promedio del trimestre aumentó un 10,8% con relación al 2018. En la partida de Costos Financieros, desde este año se registra los intereses del pasivo financiero por arriendos, asociado a la implementación de IFRS 16.

Las Otras Ganancias a marzo de 2019 fueron MM$389, un 42,1% menor al mismo período de 2018 (MM$672). Al 31 de marzo de 2019, la ganancia se explica principalmente a regularizaciones con proveedores. Al 31 de marzo de 2018, la ganancia era asociada, en su mayoría, a ajustes por la absorción de filiales en 2014.

Las Diferencias de Cambio a marzo de 2019 resultaron en una ganancia de MM$184, manteniéndose en niveles bajos, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Ingresos Financieros registrados a marzo 2019 alcanzaron los MM$3.029, siendo un 42,5% mayores a lo registrado al mismo período de 2018 (MM$2.126). El alza se debe principalmente a mayores intereses recibidos de sociedades relacionadas y a un mayor stock de efectivo.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de marzo de 2019 fue de MM$12.789, aumentando un 86,5% en relación al mismo período de 2018 (MM$6.856). El alza se debe principalmente a la mayor ganancia antes de impuesto.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Marzo 2019 MM$	Diciembre 2018 MM$	Variación 2019/2018 MM$	Variación 2019/2018 %
Activos Corrientes	215.300	182.590	32.710	17,9%
Activos No Corrientes	2.267.064	2.267.861	-797	0,0%
Total Activos	**2.482.364**	**2.450.450**	**31.914**	**1,3%**
Pasivos Corrientes	66.306	91.041	-24.735	-27,2%
Pasivos No Corrientes	1.575.983	1.558.516	17.467	1,1%
Patrimonio	840.075	800.893	39.182	4,9%
Total Pasivos y Patrimonio	**2.482.364**	**2.450.450**	**31.914**	**1,3%**

El aumento en los Activos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 es explicado casi en su totalidad por un aumento en los Activos Corrientes. Este aumento se debe principalmente a mayor saldo de cuentas por cobrar a entidades relacionadas, mayor caja y mayores cuentas por cobrar a clientes.

El aumento del total de Pasivos y Patrimonio se debe a un aumento de Patrimonio y los Pasivos No Corrientes, compensando en parte por disminuciones en los Pasivos Corrientes. El alza en Patrimonio se debe principalmente a mayores Ganancias acumuladas, asociado a que no hubo distribución de dividendos en el trimestre. El alza de los Pasivos No Corrientes se debe principalmente a un mayor saldo de pasivos por impuestos diferidos y a un aumento de los Pasivos financieros debido a la implementación de IFRS 16 que reconoce como deuda financiera las cuotas pendientes de contratos de arriendo. Los menores Pasivos Corrientes se deben principalmente a menor pasivo financiero asociado, entre otros, al pago de intereses de los bonos internacionales y menores cuentas por pagar a proveedores.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Marzo 2019 MM$	Diciembre 2018 MM$	Variación 2019/2018 MM$	Variación 2019/2018 %
Terrenos	20.196	20.696	-500	-2,4%
Construcción y obras de infraestructura	1.198.982	1.198.913	69	0,0%
Obras en curso	76.097	73.920	2.177	2,9%
Maquinarias y equipos	702.621	693.226	9.395	1,4%
Otros activos fijos	6.202	6.110	92	1,5%
Depreciación	-525.563	-513.132	-12.431	-2,4%
Total	**1.478.535**	**1.479.734**	**-1.199**	**-0,1%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Marzo 2019	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Diciembre 2018
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	3,85%	Flotante	03-ago-20	-	-
Revolving Credit Facility[2]	UF	0,86%	Flotante	03-ago-20	-	-

[1] Línea de Crédito Comprometida: Tranche USD por MM US$150: La tasa de interés flotante de 3,85% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 31 de diciembre de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 3,85%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,4375% anual del monto comprometido no girado.

[2] Línea de Crédito Comprometida: Tranche UF por MM UF$2,5: La tasa de interés flotante de 0,86% se descompone en TAB UF 180 más un margen de un 0,25%. Al 31 de diciembre de 2018, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 0,86%, pero sí paga una comisión fija correspondiente al 0,15% anual del monto comprometido no girado.

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	Marzo 2019 MM$	Marzo 2018 MM$	Variación 2019/2018 MM$	Variación 2019/2018 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	30.732	30.480	252	0,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-21.910	-31.689	9.779	30,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	0	0	0	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**8.822**	**-1.209**	**10.031**	**N/A**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	104.059	61.628	42.431	68,9%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**112.881**	**60.420**	**52.461**	**86,8%**

Al 31 de marzo de 2019, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$30.732, el cual fue prácticamente igual (aumentó un 0,8%) al mismo periodo de 2018 (MM$30.480).

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$21.910 un 30,9% menor al destinado al 31 de marzo de 2018 (MM$31.689). La disminución es explicada principalmente por menores flujos utilizados en la compra de propiedades, planta y equipo por MM$12.292.

A marzo de 2019 y a marzo de 2018, no existió flujo de efectivo procedente o utilizado en actividades de financiamiento.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de marzo de 2019 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), la cual está totalmente disponible:

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, DnB NOR y Export Development Canada	US$150.000.000	03/ago/2020	Capital de trabajo
Scotiabank y Banco Estado	UF$2.500.000	03/ago/2020	Capital de trabajo

4. INDICADORES

A continuación se presentan restricciones financieras contenidas en los contratos de deuda local.

Covenants	Contrato	Límite	Marzo 2019	Diciembre 2018
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,63	0,64
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	31,38	29,96
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	865.045	825.863
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	<7,0x	4,60	4,93

Test	Bonos	Límite	Marzo 2019	Diciembre 2018
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,53	4,51

[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 31 de marzo de 2019 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		Marzo 2019	Diciembre 2018	Variación 2019/2018
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	14,2%	13,2%	100 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	4,8%	4,3%	50 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	8,0%	7,1%	90 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	119.011	105.467	12,8%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	3,25	2,04	59,3%
Razón ácida	(veces)	3,25	2,04	59,3%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	1,95	2,06	-5,3%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	4,0%	5,5%	-150 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	96,0%	94,5%	150 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	4,15	4,05	2,5%

[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 eléctrico, 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 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. Finalmente, 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.

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 del Sistema Eléctrico Nacional. Este sistema de transmisión transporta la electricidad que llega a las zonas donde habita el 98,5% de la población de Chile. La compañía es dueña del 35% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 40% 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 Ley 20.936 de fecha 20 de julio de 2016 que "Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional" (la "Ley de Transmisión"). 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 (Resolución Exenta N°299 del 26 de abril de 2018).

La Ley de Transmisión redefine los sistemas de transmisión calificándolos de Sistema de Transmisión Nacional (antiguamente troncal), los Sistemas de Transmisión Zonal (antiguamente subtransmisión), los Sistemas Dedicados (antiguamente adicional), e incorporara dos nuevos segmentos: Sistemas de Transmisión 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 de Transmisión Nacional, Zonal, para Polos de Desarrollo y el pago por uso de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, entre otras materias.

El negocio de Transelec se centra principalmente en la retribución económica por el servicio de transporte que entregan sus instalaciones, de acuerdo a los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos. Transelec tiene el derecho a percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) por sus instalaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal, definidos en los procesos tarifarios o en los Decretos de adjudicación de obras de expansión, según corresponda. En el caso de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado, Transelec acuerda contratos privados de transporte con los usuarios respectivos, para definir el pago por uso de este tipo de instalaciones.

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 estudios licitados 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 valores de mercado (excepto las servidumbres en que se reconoce lo efectivamente pagado), los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa de descuento variable, la cual no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento después de impuesto. 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 de Transmisión 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 al cargo único por uso de la transmisión, pagado por 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 de Transmisión, durante el período que medió entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017, siguió vigente el Decreto 14/2013 y las tarifas de subtransmisión que en él se fijaron, excluyéndose el pago que corresponde a las empresas generadoras. El Ministerio de Energía el 27 de mayo de 2017 publicó el Decreto 1T donde definió los ajustes al Decreto 14 para implementar la exención de pago de las centrales generadoras y hacerla consistente con la aplicación del Decreto 23T. Dado lo anterior, los ingresos de subtransmisión que se percibieron desde el 1° de enero de 2016 hasta la publicación del Decreto fueron reliquidados por el Coordinador conforme las disposiciones señalas en dicho Decreto.

Por otro lado, conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo de la Ley de Transmisión, durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14 o Decreto 1T se dio 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. Así, el 19 de Julio de 2018, la CNE publicó la Resolución Exenta N°531 que reemplaza el informe técnico que define el VATT de los Sistemas de Transmisión Zonales y la proporción de uso de la transmisión dedicada de los usuarios sujetos a regulación de precios el bienio 2018-2019, aprobado mediante la Resolución Exenta CNE N°414 del 31 de julio de 2017, de acuerdo a lo dispuesto por la nueva Ley de Transmisión. Este informe técnico sirvió de base para la dictación del Decreto 6T, publicado en el diario oficial el 5 de octubre de 2018, que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

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 establecido 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.

Adicionalmente, también se debe considerar que la Ley de Transmisión estableció que la Comisión, cada cuatro años, debe realizar el proceso de calificación de las líneas y subestaciones eléctricas del sistema para determinar a qué segmento de la transmisión pertenecen, esto es si pertenecen al sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal, denominados segmentos de transmisión regulados, o pertenecen a los sistemas dedicados. Por lo tanto, cada cuatro años existe la posibilidad que instalaciones pertenecientes a segmentos de transmisión regulados sean calificados como parte del segmento dedicado y viceversa. Este cambio de calificación implicará un cambio también en la forma de retribución económica de las instalaciones, es decir en base a tarifas reguladas o de acuerdo a contratos privados. En este último caso Transelec deberá primero identificar a los usuarios de estas instalaciones para luego negociar los respectivos contratos de transporte con ellos.

La Ley de Transmisión considera la promulgación de varios reglamentos, encontrándose algunos publicados (Reglamento del Coordinador Eléctrico, del Panel de Expertos, de Determinación de Franjas Preliminares, para Dictación de Normas Técnicas y para la Determinación, Pago de Compensaciones y de Servicios Complementarios), otros en proceso de elaboración y publicación, tales como el de Coordinación y Operación, y el de Planificación y de Valorización, esperando que se complete su publicación durante el 2019. 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 Ley de Transmisión respecto de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, Interconexión Internacionales, para Polos de Desarrollo, y Sistemas Dedicados (en este último segmento solo se autorizará la conexión cuando existe capacidad técnica disponible), será el Coordinador Eléctrico Nacional quien apruebe las conexiones, conforme establece la ley y el reglamento respectivo, estando este último pendiente de ser dictado. Sin perjuicio de ello, la Comisión Nacional de Energía emitió el 30 de marzo de 2017 la Resolución Exenta CNE N°154 y sus modificaciones que regula en detalle esta materia 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 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. Sin perjuicio de ello, el 31 de julio de 2018, el gobierno ingresó al Congreso Nacional un proyecto de ley que moderniza el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) como instrumento de gestión ambiental. Con las modificaciones, el Ejecutivo pretende reducir el componente político en el procedimiento de calificación ambiental a través de la creación de macrozonas y la eliminación del Consejo de Ministros; ampliar y mejorar los espacios para la participación ciudadana y resolver históricas controversias jurídicas. A la fecha, el poder legislativo no se ha pronunciado sobre las modificaciones.

Por otra 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 actual 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.

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

Transelec tiene como moneda funcional el peso Chileno, por lo que la exposición al riesgo de diferencia de cambio tiene los siguientes orígenes:

- Transacciones en dólares (contratos de construcción, importaciones y otros).
- Contratos Leasing que generan ingresos indexados al dólar.
- Pasivos (cuentas por pagar) en dólares, asociado a bonos emitidos en Estados Unidos
- Activos (cuentas por cobrar) en dólares, asociado a préstamos intercompañía.
- 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:

	Marzo 2019		Diciembre 2018	
En millones de pesos	**Activo**	**Pasivo**	**Activo**	**Pasivo**
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	716.653	718.981	759.919	760.791
Partidas en Peso chileno	1.654.228	1.651.900	1.610.961	1.610.090

A continuación se muestran los tipos de cambio (Dólar Observado) en pesos chilenos por dólar de los Estados Unidos, en los periodos indicados.

MES	Promedio 2019 ($)	Último día 2019 ($)	Promedio 2018 ($)	Último día 2018 ($)
Enero	677,06	657,81	605,53	603,25
Febrero	656,30	651,79	596,84	593,61
Marzo	667,68	678,53	603,45	603,39
Promedio del periodo	**667,01**	**662,71**	**601,94**	**600,08**

Los ingresos que tiene derecho a percibir Transelec por sus instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión nacional y zonal (VATT) y por las instalaciones de los sistemas dedicados (contratos de peajes), son indexados con el fin de mantener sus valores reales durante el período de vigencia de estas tarifas o peajes. Estos ingresos son expresados conforme a su valor base, en dólares, y se actualizan conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos nacionales o internacionales, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite.

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, lo cual hace que no se acumulen montos significativos.

Al 31 de marzo de 2019, la Compañía posee cinco clientes principales que representan individualmente entre un 1,9% y un 33,8% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM$28.772), Grupo Colbún (MM$13.630), Grupo AES Gener (MM$10.669), Engie (MM$3.740) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM$1.598). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 68,6% del total de los ingresos de la Compañía. En el mismo período de 2018, la Compañía poseía similar estructura de clientes, cuyos ingresos ascendieron a MM$24.336, MM$11.430, MM$9.417, MM$4.308 y MM$1.518 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 74,5%.

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. Este riesgo es compensado por el buen nivel crediticio de estos clientes, junto a la modalidad de remuneración tipo "take or pay" (pago por capacidad instalada) de los ingresos de transmisión de Transelec.

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 y son filiales bancarias.

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 con una remuneración estable y predecible en el tiempo, asociada a ingresos del tipo "take or pay", es decir, La Compañía recibe ingresos asociado a su capacidad instalada de activos, y no al volumen transportado. Además dispone de cuentas por cobrar de corto plazo y una línea de crédito comprometida del tipo revolving para uso de capital de trabajo por aproximadamente MMUS$250, equivalentes a M$170.693.975. 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, siendo renegociada y extendida los años 2014 y 2017. La última renovación del 3 de agosto de 2017 mantiene el monto total, pero incluye un tranche en pesos y otro en dólares, y además incluye otras mejoras. Fue otorgada por un período de 3 años por un sindicato de bancos conformados por Scotiabank, Bank of Tokyo-Mitsubishi, EDC, DnB NOR y Banco Estado. 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 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

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 marzo de 2019	62.052	124.104	327.715	1.077.963	495.802	2.087.635
31 de diciembre de 2018	62.052	124.104	332.535	840.330	746.648	2.105.668

b) Riesgo asociado a la reliquidación de ingresos tarifarios del sistema de transmisión Nacional

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 Nacional 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 CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), 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 CEN, 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 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 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 2019 ($)	Último día 2019 ($)	Promedio 2018 ($)	Último día 2018 ($)
Enero	27.558,53	27.546,22	26.811,97	26.824,94
Febrero	27.546,04	27.556,90	26.864,09	26.923,70
Marzo	27.564,62	27.565,76	26.961,32	26.966,89
Promedio del periodo	**27.556,39**	**27.556,29**	**26.879,13**	**26.905,18**