

Análisis Razonado de Estados Financieros

TRANSELEC

Santiago, Chile

31 de diciembre de 2017

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2017, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$278.599, presentando una disminución de un 1,1% en relación al mismo período de 2016 (MM\$281.715). La disminución se debe principalmente a que los ingresos de 2016 incluían una partida extraordinaria por la renegociación de contratos de larga data con el grupo Enel. Sin considerar esa partida extraordinaria, los Ingresos a diciembre de 2017 hubiesen sido 3,0% mayores que en el 2016, principalmente por la entrada en operación de nuevos proyectos.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a diciembre de 2017 fue de MM\$69.050, que corresponde a una disminución de 6,0% en comparación al mismo período de 2016 (MM\$73.460). Las dos principales partidas que explican esta disminución son la menor pérdida en Resultado por Unidades de Reajuste por MM\$10.408 que mide, principalmente, el impacto de la inflación en los bonos denominados en UF de la Compañía, y los mayores Costos Financieros por MM\$3.867, que compensan en parte el efecto de la inflación. Destaca así mismo, el mínimo impacto de resultado por diferencias de cambio debido a los resultados de la aplicación de política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de la compañía.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2017 fue de MM\$78.249, que corresponde a una disminución de 3,4% con respecto al mismo periodo del año 2016, en el cual se registró una utilidad por MM\$80.983. La caída se explica principalmente por los ingresos extraordinarios del 2016 explicados anteriormente, junto a mayores costos totales compensado en parte por una menor pérdida en el Resultado Fuera de Explotación y menor Impuesto a la Renta.

Durante el año 2017, Transelec registró un EBITDA¹ de MM\$232.382, un 2,9% más bajo que lo registrado a igual período de 2016 (MM\$239.357), con un Margen EBITDA² de 83,4%. La disminución en EBITDA se debe principalmente al efecto en ingresos extraordinarios del 2016 explicado anteriormente, y mayores Costos de Venta. De no considerar el efecto de la renegociación de contratos con Enel ocurrida en 2016, el EBITDA de Transelec S.A. al 31 de diciembre de 2017 hubiese sido 1,8% mayor al de 2016.

Durante el período de 12 meses terminado el 31 de diciembre del año 2017, la Compañía incorporó MM US\$142,2 de nuevas instalaciones, que corresponden a nueve ampliaciones en el segmento Nacional, tres proyectos en el segmento Zonal, tres proyectos dedicados, y las adquisiciones de la Subestación Don Héctor y de la empresa Transmisión del Melado SpA.

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 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 diciembre 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.
- La primera semana de julio se prepagó la deuda de largo plazo de Transmisión del Melado por un monto aproximado de MM US\$15.
- El 03 de agosto de 2017, Transelec suscribió un contrato de préstamo con Banco BCI por un monto de MM\$20.000, a una tasa de interés del 2,77% y con vencimiento el 03 de agosto de 2018. Los fondos fueron utilizados principalmente para financiar el prepago realizado el mes anterior de la deuda de su filial Transmisión del Melado SpA.
- El 03 de agosto de 2017, Transelec renegoció su línea de crédito Revolving, extendiéndola por 3 años. Se mantuvo el monto total de MM US\$250 (aproximadamente) y se incluyeron algunas mejoras, como por ejemplo, un tranche en moneda local por MM UF\$2,5.
- Entre agosto y octubre de 2017 Transelec transfirió la construcción de los proyectos “2x500 KV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt”, “Nueva Charrúa” y “Los Changos – Nueva Crucero Encuentro” a Transelec Concesiones S.A. Estos proyectos empezaron a ser desarrollados por Transelec S.A., pero es Transelec Concesiones S.A. el adjudicatario de estos proyectos.
- El 14 de septiembre de 2017 se realizó la compra de la subestación Don Héctor a Total SunPower, la cual pasa a ser parte de los activos de Transelec S.A.
- En diciembre, Brookfield Asset Management informó que ha suscrito un contrato de compraventa de acciones con la compañía China Southern Power Grid International, lo cual se llevaría a cabo en 2018.
- Durante 2017 las clasificadoras de riesgo internacional Moody’s, Fitch Ratings, y Standard & Poor’s ratificaron las clasificaciones de Transelec en Baa1, BBB y BBB. Lo mismo realizaron las clasificadoras de riesgo locales Feller, Humphreys y Fitch Ratings, manteniendo todas las clasificaciones en AA-. Adicionalmente, Humphreys cambió el outlook de Transelec desde Estable a Positivo (las otras dos clasificadoras locales lo mantuvieron en Estable).
- Transelec ha distribuido durante 2017 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.
 - MM\$17.816 como segundo dividendo interino del año 2017, distribuidos el 27 de septiembre de 2017.
 - MM\$22.499 como tercer dividendo interino del año 2017, distribuidos el 22 de diciembre de 2017.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Diciembre 2017 MM\$	Diciembre 2016 MM\$	Variación 2017/ 2016 MM\$	Variación 2017/ 2016 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	278.599	281.715	-3.116	-1,1%
Venta de Peajes	271.771	276.865	-5.094	-1,8%
Servicios a Terceros	6.828	4.850	1.978	40,8%
Costos y Gastos de la Operación	-106.272	-100.273	-5.999	-6,0%
Costos de Venta	-31.513	-27.440	-4.073	-14,8%
Gastos de Administración	-19.380	-20.296	916	4,5%
Depreciación	-55.379	-52.537	-2.842	-5,4%
Resultado de Explotación	172.327	181.442	-9.115	-5,0%
Ingresos Financieros	9.138	9.610	-472	-4,9%
Costos Financieros	-69.326	-65.459	-3.867	-5,9%
Diferencias de Cambio	-138	558	-696	N/A
Resultado por Unidades de Reajuste	-12.279	-22.687	10.408	45,9%
Otras Ganancias (Pérdidas)	3.555	4.518	-963	-21,3%
Resultado Fuera de Explotación	-69.050	-73.460	4.410	6,0%
Ganancia, Antes de Impuestos	103.278	107.982	-4.704	-4,4%
Impuesto a la Renta	-25.029	-26.998	1.969	7,3%
Utilidad del Período (Ganancias)	78.249	80.983	-2.734	-3,4%
EBITDA¹	232.382	239.357	-6.975	-2,9%
Margen EBITDA²	83,4%	85,0%		

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 12 meses terminado el 31 de diciembre del año 2017, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$278.599 disminuyendo un 1,1% respecto al mismo período de 2016 (MM\$281.715). La disminución se debe principalmente a que los ingresos de 2016 incluían una partida extraordinaria por la renegociación de contratos con el grupo Enel. Sin considerar esa partida extraordinaria, los Ingresos a diciembre de 2017 hubiesen sido 3,0% mayores que en el 2016. 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, la disminución de los Ingresos de Actividades Ordinarias está explicada por menores ingresos por Venta de Peajes, que a diciembre de 2017 alcanzaron MM\$271.771, un 1,8% menor a lo obtenido en el mismo período de 2016 (MM\$276.865). Los ingresos de Servicios a Terceros al 31 de diciembre de 2017 fueron de MM\$6.828, un 40,8% mayor a lo registrado a igual período de 2016 (MM\$4.850), principalmente por un servicio extraordinario prestado a una empresa relacionada (monto que también se presenta como costo).

La disminución en Ingresos por Venta de Peajes es a su vez explicada por MM\$7.200 de menores ingresos asociados al segmento Nacional parcialmente compensado por un aumento de MM\$1.675 del segmento Zonal y MM\$431 en el segmento Dedicado.



En su conjunto, los menores ingresos son explicados principalmente por la renegociación con Enel mencionada anteriormente, la que significó mayores ingresos por MM\$11.134 en 2016. De no considerar aquel efecto, los Ingresos al 31 de diciembre de 2017 hubiesen sido MM\$8.018 mayores al mismo periodo de 2016 y el alza se explica por ingresos nuevos en 2017 de proyectos que entraron en operación entre 2016 y 2017 por MM\$10.020, mayores ingresos por indexación asociados al Sistema de Transmisión Zonal por MM\$2.525, e ingresos extraordinarios por MM\$1.599 por servicio prestado a una empresa relacionada (que también se presenta como costos), compensado en parte por contratos de transmisión con Enel que pasaron a ser regulados con una variación por MM\$5.278 y menores efectos macroeconómicos por MM\$1.026.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de diciembre de 2017 fue MM\$106.272, un 6,0% más altos al compararlos con el mismo período de 2016 donde alcanzaron los MM\$100.273. 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\$31.513, un 14,8% mayores al mismo período de 2016 (MM\$27.440). Este aumento es explicado principalmente por mayores costos de personal, mantenimiento asociado a control de vegetación, servicio extraordinario de mantenimiento a una empresa relacionada (que también se presenta como ingreso), pago por funcionamiento a CDEC's y estudios de proyectos.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM\$19.380 a diciembre de 2017, un 4,5% menores a los obtenidos en el mismo período en 2016 (MM\$20.296). En 2016 existió un pago de boleta de garantía asociada al proyecto Nogales – Polpaico, lo que incrementó los costos en aquel periodo.

La Depreciación al 31 de diciembre de 2017 aumentó en 5,4% en relación al mismo periodo de 2016. Esta alza se debe principalmente a puestas en servicio de distintos activos, lo que es parcialmente compensado debido a que durante 2016 un grupo importante de equipos terminó su vida útil implicando menor depreciación en 2017.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación de los 12 meses de 2017 fue una pérdida de MM\$69.050, un 6,0% menor a igual período de 2016 (MM\$73.460), explicado principalmente por menores pérdidas en el Resultado por Unidades de Reajuste, compensado parcialmente por mayores Costos Financieros.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM\$12.279 al 31 de diciembre de 2017, un 45,9% menor a la pérdida registrada en igual período de 2016 (MM\$22.687). 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 12 meses terminado el 31 de diciembre del año 2017 corresponde a un 1,71% en comparación con un 2,80% para igual período de 2016, debido a la mayor inflación en aquel período.

Los Costos Financieros registrados a diciembre de 2017 alcanzaron los MM\$69.326, un 5,9% mayor a lo registrado en igual período de 2016 (MM\$65.459). Este aumento se explica principalmente porque durante 2017 Transelec cuenta con mayor deuda debido a que la nueva emisión en julio de 2016 fue mayor al vencimiento del 01 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\$4.200, asociado a los intereses devengados por el nuevo bono en dólares emitido por la compañía en julio de 2016 y por el efecto de un 4,15% de apreciación del peso en relación al dólar (tipo de cambio promedio de los períodos), (ii) mayores intereses pagados por contratos Swaps por MM\$3.027, principalmente asociado a la cobertura del nuevo bono, y (iii) menores intereses pagados por bonos en UF de MM\$3.490 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 2,11% promedio entre ambos años.

Las Otras Ganancias a diciembre de 2017 fueron MM\$3.555, un 21,3% menor al mismo período de 2016 (MM\$4.518). La diferencia se explica principalmente a ingresos en 2016 derivados del seguro contra incendios debido al siniestro ocurrido en la subestación Pan de Azúcar.

Las Diferencias de Cambio a diciembre de 2017 resultaron ser una pérdida por MM\$138 manteniéndose a niveles mínimos, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Ingresos Financieros registrados a diciembre de 2017 alcanzaron los MM\$9.138, un 4,9% menor a lo registrado al mismo período de 2016 (MM\$9.610). La disminución es explicada principalmente por mayores intereses ganados en 2016 asociados al mayor stock de caja debido a que la emisión del bono internacional ocurrió aproximadamente 2 meses previos al pago del vencimiento de la Serie C.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de diciembre de 2017 fue de MM\$25.029, disminuyendo un 7,3% en relación al mismo período de 2016 (MM\$26.998). La baja se debe principalmente a una disminución de 4,4% en la Ganancia antes de Impuesto y a la consolidación de la filial Transmisión del Melado, empresa que en su Estado de Resultados muestra pérdidas financieras.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2017 MM\$	Diciembre 2016 MM\$	Variación 2017/2016 MM\$	Variación 2017/2016 %
Activos Corrientes	145.800	124.719	21.081	16,9%
Activos No Corrientes	2.199.835	2.182.103	17.732	0,8%
Total Activos	2.345.635	2.306.822	38.813	1,7%
Pasivos Corrientes	116.590	92.253	24.337	26,4%
Pasivos No Corrientes	1.442.685	1.442.089	596	0,0%
Patrimonio	786.360	772.481	13.879	1,8%
Total Pasivos y Patrimonio	2.345.635	2.306.822	38.813	1,7%

El aumento en los Activos entre diciembre de 2016 y diciembre de 2017 se explica tanto por un aumento en los Activos Corrientes como en los Activos No Corrientes. El aumento en los Activos Corrientes es explicado principalmente por mayores cuentas por cobrar a entidades relacionadas y mayor Efectivo y Equivalentes al efectivo compensando en parte por menores cuentas por cobrar comerciales. El aumento de los Activos No Corrientes es explicado por un alza en Propiedades, Planta y Equipos debido a la adquisición de Transmisión del Melado SpA, la Subestación Don Héctor y puesta en servicio de otros proyectos y en menor medida por mayores activos financieros.

El aumento en el Total de Pasivos y Patrimonio a diciembre de 2017 se debe a un aumento de Pasivos Corrientes y Patrimonio y en menor medida Pasivos No Corrientes. El alza de los Pasivos Corrientes se debe principalmente a mayores pasivos financieros asociados al pagaré local adquirido con BCI y mayores cuentas por pagar. El aumento de Patrimonio se debe a un menor saldo negativo en Otras Reservas compensado en parte por menores Ganancias acumuladas. Los mayores Pasivos No Corrientes son explicados por un aumento del pasivo por impuesto diferido compensado casi en su totalidad por una disminución de otros pasivos financieros de largo plazo, ambos efectos asociados a la adquisición de Transmisión del Melado SpA.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Diciembre 2017 MM\$	Diciembre 2016 MM\$	Variación 2017/2016 MM\$	Variación 2017/2016 %
Terrenos	20.696	20.625	71	0,3%
Construcción y obras de infraestructura	1.160.963	1.118.249	42.714	3,8%
Obras en curso	92.667	107.900	-15.233	-14,1%
Maquinarias y equipos	643.509	610.065	33.444	5,5%
Otros activos fijos	5.843	5.736	107	1,9%
Depreciación	-467.409	-421.337	-46.072	-10,9%
Total	1.456.268	1.441.237	15.031	1,0%

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre 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	2,94%	Flotante	03-ago-20	-	-
Revolving Credit Facility ²	UF	1,18%	Flotante	03-ago-20	-	-
Pagaré Local	CLP	2,77%	Fija	03-ago-18	20,00	-

¹ Línea de Crédito Comprometida: Tranche USD por MM US\$150: La tasa de interés flotante de 2,94% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,25%. Al 31 de diciembre de 2017, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 2,94%, 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 1,18% se descompone en TAB UF 180 más un margen de un 0,25%. Al 31 de diciembre de 2017, Transelec no ha realizado giros de esta línea por ende no paga el interés de 1,18%, 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	Diciembre 2017 MM\$	Diciembre 2016 MM\$	Variación 2017/2016 MM\$	Variación 2017/2016 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	187.507	187.466	41	0,0%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-111.028	-129.485	18.457	14,3%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-69.498	-27.492	-42.006	-152,8%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	6.982	30.490	-23.508	-77,1%
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	61.628	54.647	6.981	12,8%



Al 31 de diciembre de 2017, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$187.507 el cual se mantuvo estable respecto al mismo período de 2016 (MM\$187.466).

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$111.028 un 14,3% menor al destinado al 31 de diciembre de 2016 (MM\$129.485). La disminución es explicada principalmente por el traspaso de la construcción de los proyectos "2x500 KV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt", "Nueva Charrúa" y "Los Changos – Nueva Crucero Encuentro" a Transelec Concesiones S.A. Lo anterior es compensado principalmente por un mayor préstamo a entidades relacionadas neto por MM\$27.094, un mayor flujo utilizado en la compra de propiedades planta y equipo por MM\$8.919 y por MM\$6.407 asociados a la adquisición de la totalidad de las acciones de la sociedad Transmisión del Melado SpA.

A diciembre de 2017, el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento alcanzó los MM\$69.498 aumentando un 126,2% en relación al mismo período de 2016 (MM\$27.492). A diciembre de 2016, los flujos corresponden principalmente a la emisión de deuda internacional por MM\$226.979, el vencimiento y pago de la Serie C por MM\$173.428 y dividendos por MM\$80.894, mientras que al cierre de diciembre de 2017 los flujos corresponden a MM\$20.000 asociados al pagaré de corto plazo adquirido con el banco BCI, el prepago de la deuda de la filial Transmisión del Melado por MM\$10.203 y dividendos por MM\$79.294.

Cabe señalar adicionalmente que, con el fin de asegurar la disponibilidad inmediata de fondos para cubrir necesidades de capital de trabajo, al 31 de diciembre de 2017 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito comprometida (Revolving Credit Facility), la cual fue recientemente renegociada y 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 las emisiones de bonos locales.

Covenants	Contrato	Límite	Diciembre 2017	Diciembre 2016
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	30,28	30,27
Patrimonio Mínimo ¹ MM\$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	811.330	797.451
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	<7,0x	5,78	5,69

Test	Bonos	Límite	Diciembre 2017	Diciembre 2016
Test de Distribución ² (FNO ³ /Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,07	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 31 de diciembre 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		Diciembre 2017	Diciembre 2016	Variación 2017/2016
Rentabilidad¹				
Rentabilidad del Patrimonio ²	(%)	10,0%	10,5%	-50 pbs
Rentabilidad de Activos ³	(%)	3,3%	3,5%	-20 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales ⁴	(%)	5,4%	5,6%	-20 pbs
Ganancia por acción ⁵	(\$)	78.249	80.983	-3,4%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	1,25	1,35	-7,4%
Razón ácida	(veces)	1,25	1,35	-7,4%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	1,98	1,99	-0,5%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	7,5%	6,0%	150 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	92,5%	94,0%	-150 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,35	3,66	-8,5%

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 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 N° 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 cuatrienio 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 reliquidada 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 cuatrienio 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:

En millones de pesos	Diciembre 2017		Diciembre 2016	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	637.899	632.905	689.947	691.075
Partidas en Peso chileno	1.704.719	1.709.713	1.616.432	1.615.304

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
Julio	658,17	652,23	657,57	664,94
Agosto	644,24	628,89	658,89	673,17
Septiembre	625,54	637,93	668,63	659,08
Octubre	629,55	636,80	663,92	651,65
Noviembre	633,77	645,32	666,12	675,48
Diciembre	636,92	614,75	667,17	667,29
Promedio del periodo	648,85	648,08	676,94	673,56

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 31 de diciembre de 2017, la Compañía posee cinco clientes que representan individualmente entre un 2,3% y un 40,4% de los ingresos totales. Estos son Grupo Enel (MM\$112.481), Colbún (MM\$49.706), Grupo AES Gener (MM\$43.930), Engie (MM\$13.763) y Grupo Pacific Hydro-LH-LC (MM\$6.418). La suma del importe de estos principales clientes corresponde a un 81,2% 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\$128.777, MM\$47.391, MM\$46.007, MM\$13.897 y MM\$7.285 respectivamente, con un porcentaje del total de los ingresos igual a 86,4%.

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 aproximadamente MMUS\$250, equivalentes a MM\$162.331.475. 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, SMBC, 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 diciembre 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
31 de diciembre de 2017	77.923	115.384	115.384	1.006.579	728.358	2.043.629
31 de diciembre de 2016	59.544	119.089	119.089	705.743	1.135.496	2.138.961

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 diciembre 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
Julio	26.643,94	26.597,33	26.093,10	26.141,65
Agosto	26.584,37	26.604,10	26.181,82	26.209,10
Septiembre	26.631,13	26.656,79	26.222,27	26.224,30
Octubre	26.656,66	26.634,90	26.238,10	26.261,51
Noviembre	26.662,41	26.731,12	26.288,20	26.313,53
Diciembre	26.779,99	26.798,14	26.334,19	26.347,98
Promedio del periodo	26.570,49	26.588,51	26.021,55	26.050,71

Hechos Posteriores:

- Con fecha 15 de marzo de 2018 se concretó la venta de la participación del 27,7% que mantenía BIP Holdings II Limited como propietario indirecto de Transelec S.A. a la compañía Coron Investments, S.L.U ("CSGI"), en virtud de lo cual, CSGI para a ser accionista indirecto de Transelec S.A.

Entre el 31 de diciembre de 2017, fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidado, y su fecha de emisión, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero – contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos Estados Financieros.