Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A Y FILIAL

Santiago, Chile
31 de diciembre de 2022

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2022, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$439.592, presentando un aumento de un 43,7% en relación con el mismo período de 2021 (MM$305.858). En diciembre 2022, así como se había hecho en 2021, se realizó la estimación de la provisión de menor ingreso asociada a la entrada en vigencia del nuevo estudio de valorización de instalaciones de transmisión 2020-2023. Para los Estados Financieros de diciembre 2022, , la provisión se determinó de acuerdo con el Decreto Supremo 7T publicado el 16 de febrero de 2023. El incremento de ingresos en 2022 en comparación con el mismo periodo de 2021 se explica principalmente por efectos macroeconómicos y ajustes que se realizaron a la provisión por menores ingresos.

Al 31 de diciembre de 2022, Transelec registró un EBITDA[1] de MM$368.765, un 48,6% superior a igual período de 2021 (MM$248.115), con un Margen EBITDA[2] de 83,9%. El aumento en EBITDA se debe principalmente a la subida en ingresos que se explicó anteriormente.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a diciembre de 2022 fue de MM$164.371, que corresponde a un alza de un 49,4% en comparación al mismo período de 2021 (MM$109.999). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste, asociado principalmente al efecto en nuestros bonos denominados en UF de la mayor inflación de este año, compensado parcialmente por mayores Ingresos Financieros.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2022 fue de MM$109.095, registrando un aumento de 85,7% en relación con el mismo periodo del año 2021, en el cual se registró una utilidad por MM$58.749.

Durante 2022, la Compañía ha incorporado el equivalente a MM US$58 de nuevas instalaciones, que corresponden a la entrada en operación de dos ampliaciones del sistema Nacional, dos nuevos proyectos en el sistema Zonal y un proyecto dedicado.

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero. Los Costos de Ventas y Gastos de Administración no incluyen Depreciación y Amortización.

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

Hechos relevantes del periodo:

- La situación de COVID-19 ha tenido un impacto acotado hasta ahora para nuestra Compañía en aspectos financieros y operacionales. La Compañía ya ha tomado acciones preventivas que le permitan mantener la continuidad de sus operaciones considerando las potenciales repercusiones de esta situación.

- La CNE ha emitido el Informe Técnico definitivo del Estudio de valorización de instalaciones de transmisión para el período 2020-2023, del Sistema Eléctrico Nacional que regula mayoritariamente las tarifas de transmisión en el país, y ha enviado el informe al Ministerio de Energía, de acuerdo con lo que prevé la Ley y se espera que el decreto con la tarifa se publique en 2022. La aplicación del estudio de valorización de instalaciones de transmisión considera los ingresos de la Compañía a partir del 1° de enero del año 2020 lo que implica que, en el intertanto, se aplica el resultado de los estudios tarifarios anteriores hasta la entrada en vigencia de las nuevas tarifas. Al cierre de los presentes Estados Financieros, la Compañía continúa reconociendo y percibiendo ingresos de acuerdo los estudios tarifarios anteriores (DS23T y DS6T) a la espera de la entrada en vigencia del Decreto Supremo 7T (DS7T) publicado el 16 de febrero. Debido a todo lo anterior, la Compañía ha realizado una estimación del impacto que tendrá la entrada en vigencia del nuevo estudio tarifario en los ingresos, considerando el DS7T, y ha procedido a realizar una provisión al 31 de diciembre de 2022, incluyendo ajustes a las provisiones realizadas en 2020 y 2021.

- Con fecha 29 de abril de 2022, la Junta Ordinaria de Accionistas acordó la distribución de un dividendo definitivo por los resultados del período 2021 por un monto de MM$17.404 el cual se pagó en mayo de 2022.

- Con fecha 14 de julio de 2022, la Junta Extraordinaria de Accionistas autorizó la realización de todos los trámites necesarios para la emisión de bonos o préstamos en el mercado local y/o internacional en moneda extranjera y/o local, por un monto total equivalente hasta US$500 millones.

- En diciembre, Feller Rate subió la clasificación de riesgo local de Transelec S.A. de AA- a AA en reconocimiento a su estable y sólida situación financiera aún en los difíciles últimos años.

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Diciembre 2022 MM$	Diciembre 2021 MM$	Variación 2022/2021 MM$	Variación 2022/2021 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	**439.592**	**305.858**	**133.734**	**43,7%**
Ventas	432.308	297.775	134.533	45,2%
Servicios a Terceros	7.284	8.083	-799	-9,9%
Costos y Gastos de la Operación	**-128.275**	**-114.690**	**-13.585**	**-11,8%**
Costos de Ventas	-41.150	-36.495	-4.655	-12,8%
Gastos de Administración	-31.345	-23.495	-7.850	-33,4%
Depreciación y Amortización	-55.780	-54.701	-1.079	-2,0%
Resultado de Explotación	**311.317**	**191.168**	**120.149**	**62,9%**
Ingresos Financieros	48.641	10.647	37.994	356,9%
Costos Financieros	-75.068	-70.229	-4.839	-6,9%
Diferencias de Cambio	-225	389	-614	-157,7%
Resultado por Unidades de Reajuste	-137.690	-51.560	-86.130	-167,0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	-30	754	-784	-103,9%
Resultado Fuera de Explotación	**-164.371**	**-109.999**	**-54.372**	**-49,4%**
Ganancia, Antes de Impuestos	**146.947**	**81.168**	**65.779**	**81,0%**
Impuesto a la Renta	-37.852	-22.419	-15.433	-68,8%
Utilidad del Período (Ganancias)	**109.095**	**58.749**	**50.346**	**85,7%**
EBITDA[1]	**368.765**	**248.115**	**120.650**	**48,6%**
Margen EBITDA[2]	**83,9%**	**81,1%**		

[1] EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero. Los Costos de Ventas y Gastos de Administración no incluyen Depreciación y Amortización.
[2] Margen EBITDA= EBITDA / Ingresos de Actividades Ordinarias

a) Resultado de Explotación

Durante el año 2022, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM$439.592, aumentando un 43,7% respecto al mismo período de 2021 (MM$305.858). El incremento está explicado principalmente por mayores Ingresos por Ventas que a diciembre de 2022 alcanzaron MM$432.308, superiores en un 45,2% en relación con diciembre de 2021 (MM$297.775), compensado parcialmente por menores ingresos por Servicios a Terceros que a diciembre de 2022 alcanzaron MM$7.284, un 9,9% menor a lo obtenido en el mismo período de 2021 (MM$8.083).

En su conjunto, los mayores ingresos se deben principalmente a efectos macroeconómicos (principalmente asociado a tipo de cambio e inflación) y ajustes a la provisión por menores ingresos de acuerdo a tarifa 2020-2023.

Cabe destacar que la provisión de menores ingresos asociada al efecto de la entrada en vigencia del nuevo periodo tarifario 2020-2023 (que se espera entre en vigencia para el segundo semestre de 2023, pero que considera los ingresos de la Compañía a partir del 1 de enero del año 2020) se sigue realizando pero incorpora el DS7T para el cierre de 2022, lo cual difiere parcialmente de la provisión registrada en diciembre 2021.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de diciembre de 2022 fue MM$128.275, un 11,8% mayor al compararlo con el mismo período de 2021, donde alcanzaron los MM$114.690. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM$41.150, un 12,8% mayores al

mismo período de 2021 (MM$36.495). El incremento es explicado por mayores costos por provisiones por multas, mayores costos de mantenimiento y mayores costos por castigos de proyectos no adjudicados.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM$31.345 a diciembre de 2022, un 33,4% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2021 (MM$23.495). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de personal, mayores costos de informática y mayores costos por castigos de proyectos no adjudicados.

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2022 resultó en MM$55.780, aumentando un 2,0% en relación con el mismo periodo de 2021 (MM$54.701).

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de diciembre de 2022 fue una pérdida de MM$164.371, que corresponde a un incremento de un 49,4% en comparación al mismo período de 2021 (MM$109.999). El alza se debe principalmente a mayores pérdidas por Unidades de Reajuste y mayores Costos Financieros, compensado parcialmente por mayores Ingresos Financieros.

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM$137.690 al 31 de diciembre de 2022. Esto se debe a una variación de 13,29% en el valor de la UF en 2022, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF. A igual período de 2021 la pérdida fue de MM$51.560, asociado a una variación de 6,61% en el valor de la UF.

Los Ingresos Financieros registrados a diciembre de 2022 alcanzaron los MM$48.641. Lo registrado al mismo período de 2021 fue MM$10.647. Esta alza se debe principalmente a mayores intereses bancarios ganados en moneda local.

Las Diferencias de Cambio a diciembre de 2022 resultaron en una pérdida de MM$225 mientras que al mismo periodo de 2021 el saldo fue una ganancia de MM$389. Las Diferencias de Cambio se mantienen acotadas, asociado a la política de cobertura de moneda extranjera del balance.

Los Costos Financieros registrados a diciembre de 2022 alcanzaron los MM$75.068, aumentando un 6,9% en comparación con igual periodo de 2021 (MM$70.229). El alza se debe principalmente a un mayor pago de intereses en bonos en USD y en UF, y parcialmente compensado por mayores intereses activados por proyectos en ejecución debido a una mayor cantidad de proyectos en cartera.

Las Otras Ganancias a diciembre de 2022 fueron una pérdida de MM$30, mientras que en el mismo periodo de 2021 fueron una ganancia de MM$754. Esta diferencia se explica principalmente por regularizaciones de gastos de ejercicios anteriores.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de diciembre de 2022 fue de MM$37.852, aumentando un 68,8% en relación con el mismo período de 2021 (MM$22.419). Esta aumento en el gasto por impuesto a las ganancias se explica principalmente por un incremento del resultado antes de impuesto de la compañía en MM$65.779 que incide directamente en un mayor gasto por impuestos por un valor de MM$15.433.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2022 MM$	Diciembre 2021 MM$	Variación 2022/2021 MM$	Variación 2022/2021 %
Activos Corrientes	516.058	331.639	184.419	55,6%
Activos No Corrientes	2.939.870	2.824.749	115.121	4,1%
Total Activos	**3.455.928**	**3.156.388**	**299.540**	**9,5%**
Pasivos Corrientes	608.146	233.561	374.585	160,4%
Pasivos No Corrientes	1.841.809	1.950.919	-109.110	-5,6%
Patrimonio	1.005.973	971.908	34.065	3,5%
Total Pasivos y Patrimonio	**3.455.928**	**3.156.388**	**299.540**	**9,5%**

El aumento en los Activos entre diciembre de 2021 y diciembre de 2022 es explicado tanto por un aumento en los Activos Corrientes como en los No Corrientes. Este aumento se debe principalmente a mayor saldo en Caja y en Propiedades, planta y equipos.

El alza en Pasivos y Patrimonio se debe principalmente a un aumento de los Pasivos Corrientes, que corresponde principalmente a mayores Otros pasivos financieros. Cabe destacar que la compañía tiene un vencimiento de un bono por US$ 300 millones en julio 2023, por lo que a diciembre 2022 pasó de No Corriente a Corriente.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Diciembre 2022 MM$	Diciembre 2021 MM$	Variación 2022/2021 MM$	Variación 2022/2021 %
Terrenos	21.556	22.071	-515	-2,3%
Construcción y obras de infraestructura	1.281.377	1.270.052	11.325	0,9%
Obras en curso	533.291	402.151	131.140	32,6%
Maquinarias y equipos	809.716	769.601	40.115	5,2%
Otros activos fijos	6.176	5.812	364	6,3%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	8.465	7.857	608	7,7%
Depreciación	-708.824	-658.652	-50.172	-7,6%
Total	**2.639.025**	**1.818.892**	**820.133**	**45,1%**

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos) Diciembre 2022	Diciembre 2021
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-sept-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	5,767%	Flotante	28-may-24	-	-

[1] Línea de Crédito Comprometida por MM US$250: La tasa de interés flotante de 5,767% se descompone en tasa Libor 3 meses más un margen de un 1,00%. Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía no mantenía montos girados por esta línea.

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 2022 MM$	Diciembre 2021 MM$	Variación 2022/2021 MM$	Variación 2022/2021 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	421.784	373.498	48.286	12,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-243.256	-215.657	-27.599	-12,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	-19.309	-30.179	10.870	36,0%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**159.218**	**127.662**	**31.556**	**24,7%**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	79	1.017	-938	-92,2%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	**159.297**	**128.679**	**30.618**	**23,8%**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	234.519	105.840	128.679	121,6%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	**393.816**	**234.519**	**159.297**	**67,9%**

Al 31 de diciembre de 2022, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM$421.784, el cual aumentó un 12,9% con relación al mismo periodo de 2021 (MM$373.498). Dicho aumento se debe principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas y menor pago a proveedores.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM$243.256. Al 31 de diciembre de 2021 el flujo utilizado en actividades inversión fue MM$215.657. El incremento se debe a mayores desembolsos para propiedades, planta y equipos.

A diciembre de 2022 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue de MM$19.309, en tanto que a diciembre de 2021 fue de MM$30.179. En ambos casos, se explica principalmente por pago de dividendos.

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 2022 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito rotativa (Revolving Credit Facility), la cual fue renegociada y extendida durante mayo 2021 por tres años y por un monto de MMUS$ 250.

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Banco Santander, Bank of China Ltd, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, JP Morgan Chase Bank N.A. y China Construction Bank.	US$250.000.000	28-may-2024	Capital de trabajo

4. INDICADORES

A continuación, se presentan restricciones financieras contenidas en los contratos de deuda de la Compañía:

Covenants	Contrato	Límite	Diciembre 2022	Diciembre 2021
Deuda Total/Capitalización Total[1]	Todos los Bonos Locales	< 0,70	0,65	0,64
Patrimonio Mínimo[1] MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	29,36	32,17
Patrimonio Mínimo[1] MM$	Bono Local Q y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	1.030.943	996.878
Deuda Neta/Ebitda	Línea de Crédito Comprometida	< 8,0x	3,58	5,26

Test	Bonos	Límite	Diciembre 2022	Diciembre 2021
Test de Distribución[2] (FNO[3]/Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	7,12	6,64

[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 2022 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.

[4]

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

ÍNDICES		Diciembre 2022	Diciembre 2021	Variación 2022/2021
Rentabilidad[1]				
Rentabilidad del Patrimonio[2]	(%)	19,0%	10,6%	840 pbs
Rentabilidad de Activos[3]	(%)	5,5%	3,3%	220 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales[4]	(%)	7,2%	5,7%	150 pbs
Ganancia por acción[5]	($)	109.095	58.749	85,7%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	0,85	1,42	-40,1%
Razón ácida	(veces)	0,85	1,42	-40,1%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,44	2,25	8,4%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	24,8%	10,7%	1410 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	75,2%	89,3%	-1410 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	4,91	3,53	39,1%

[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 abastecerá a los usuarios finales a lo largo del país. Por otro lado, 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 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, se extiende entre la región de Arica y Parinacota, y hasta la región de Los Lagos, incluyendo una participación mayoritaria en 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 28% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 40% de las líneas de 220 kV, del 90% 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), en adelante LGSE, y sus posteriores modificaciones, destacando en especial la Ley N°19.940 (Ley Corta I), publicada el 13 de marzo de 2004 y la Ley N°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 los Reglamentos de la Ley N°20.936, y en sus Normas Técnicas, destacando entre ellas, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, así como sus respectivos Anexos Técnicos.

La última reforma a la LGSE para el segmento de la Transmisión fue la promulgación de la Ley N° 20.936/2016, la cual introdujo las siguientes modificaciones relevantes:

- Un único Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional independiente de los actores del mercado, en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC y CDEC-SING.
- La redefinición de 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.
- La incorporación de una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo, que contempla holguras en los sistemas y donde se busca alcanzar un sistema más robusto y seguro.
- Definición preliminar de trazados para obras nuevas, a través de un procedimiento de Estudio de Franja por parte del Ministerio para trazados de nuevas obras de transmisión eléctrica de interés público.
- Acceso abierto universal a los Sistemas de Transmisión regulados y en Sistemas de Transmisión dedicados cuando exista capacidad técnica disponible.
- Regula la tarificación y remuneración 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.
- Establece un esquema que regula la definición, determinación e implementación de los Servicios Complementarios que el sistema eléctrico requiere para mantener la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Adicionalmente, a la fecha se han publicado diversos reglamentos asociados a la Ley N°20.936, que establecen disposiciones necesarias para la regulación de temas relacionados con: i) el Coordinador Eléctrico Nacional, ii) Panel de Expertos, iii) planificación energética, iv) franjas preliminares, v) intercambios internacionales, vi) compensaciones por indisponibilidad de suministro, vii) dictación de normas técnicas, viii) coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, ix) calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión, x) sistemas de transmisión y planificación de la transmisión, xi) seguridad de las instalaciones, xii) servicios complementarios, xiv) generación distribuida para autoconsumo, xv) medios de generación de pequeña escala.

Respecto, al negocio de Transelec, éste se centra en la retribución económica por el servicio de transporte que entregan sus instalaciones, de acuerdo con los estándares de seguridad y calidad de servicio previamente establecidos en la normativa vigente. 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 ingresos asociados a la actividad de transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, mediante la realización de estudios de valorización de instalaciones de transmisión 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.

Los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas deben percibir el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), compuesto por la suma de los ingresos tarifarios reales y el cargo único asociado al tramo, que dependerá del segmento de transmisión al que pertenezca la instalación, éste último aplicado directamente a los usuarios finales correspondientes.

El VATT para las instalaciones existentes se calcula sobre la base de la Anualidad del Valor de la Inversión (AVI) que reconoce los costos eficientes de adquisición e instalación de acuerdo a valores de mercado (excepto los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones, en que se reconoce lo efectivamente pagado), los que se anualizan considerando una vida útil determinada cada tres períodos tarifarios y una tasa que se determina para cada estudio tarifario y que no puede ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento después de impuestos, más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), ajustado por los efectos de impuesto a la renta.

La Ley de Transmisión contempla un régimen transitorio para el pago por uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, que regirá 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 que fueron celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley N°20.936, año 2016, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal pero con algunas adecuaciones. Estas adecuaciones, contemplan una disminución progresiva de los peajes de inyección que pagan los generadores a las empresas transmisoras, en función a una prorrata definida en el artículo 25 Transitorio de la Ley de Transmisión, con el objetivo que estos montos vayan traspasándose gradualmente al cargo único por uso de la transmisión, el que es pagado por los clientes finales del sistema.

Para el Sistema Nacional se emite el Decreto 23T del Ministerio de Energía el 3 de febrero del año 2016 y para el sistema Zonal se emite el Decreto 6T el 5 de octubre de 2018, ambos decretos finalizan su vigencia el 31 de diciembre de 2019, sin embargo, mientras no se emita el Decreto del proceso de valorización del cuadrienio 2020-2023 siguen aplicándose y las diferencias correspondientes deberán ser incorporadas en la fijación de Cargo Único del semestre que corresponda.

A través de la Resolución Exenta N° 815 del 26 de diciembre de 2019, la CNE estableció que, a partir de enero de 2020 y hasta el momento en que se publiquen los valores definitivos que se establezcan en el decreto de valorización de las instalaciones de transmisión Nacional y Zonal correspondiente al cuatrienio 2020-2023, la CNE fijará los cargos únicos por uso de la transmisión en función de aquellos establecidos en la resolución semestral vigente al segundo semestre de 2019 (estabilización de Cargos por Transmisión). Para lo anterior, la CNE tuvo en consideración que: i) el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión que hoy está en curso tendrá una vigencia (retroactiva) al 1º de enero de 2020, y ii) que en dicho proceso es esperable una rebaja de los cargos, entre otras razones, por la disminución de la tasa de descuento calculada de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 118º de la LGSE. De acuerdo a lo indicado en la Resolución Exenta N° 815, la CNE decidió realizar estos ajustes a los cargos traspasables a clientes finales "con el objeto de preservar el principio de economía procedimental establecido en el artículo 9º de la Ley Nº 19.880, según el cual, la Administración debe responder a la máxima economía de medios con eficacia, evitando

trámites dilatorios", dado que no hacerlo "los cargos a los clientes finales debiesen sufrir un alza, para luego originar una rebaja, dando origen a reliquidaciones al entrar en vigencia el nuevo proceso de valorización". La CNE indica que lo anterior tiene el objetivo final de reducir el riesgo de una afectación a los clientes finales. Una vez publicado el decreto de valorización del periodo 2020-2023 se deberán realizar los cálculos para la fijación de cargo único que corresponda, según establece el artículo 113º y 115° de la Ley y, por tanto, las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión percibirán la remuneración (VATT) de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 114º de la misma, de manera de asegurar que las empresas transmisoras perciban valor anual de la transmisión por tramo (VATT) que constituye el total de su remuneración.

El proceso de valorización de tarifas 2020 – 2023 tiene a la fecha un retraso superior a 3 años pero el decreto correspondiente se publicó en el diario Oficial el 16 de febrero de 2023. Se espera que las empresas afectas a tarifas reguladas en los sistemas Nacional y Zonal reciban la nueva tarifa a partir del segundo semestre de 2023 , y en ese momento, se calculará el monto a redistribuir entre las empresas transmisoras (a favor o en contra), de las diferencias entre la tarifa actualmente en vigencia y la nueva tarifa 2020-2023, de acuerdo con los procedimientos que aplica el Coordinador Eléctrico Nacional.

La Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°199 de fecha 25 de marzo de 2022, que aprueba el Informe Técnico Definitivo con la valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión para el cuadrienio 2020-2023, que revisó la Contraloría General de la República, y posteriormente el Ministerio de Energía promulgó el Decreto 7T del 2022, correspondiente.

Por otro lado, frente al estado de catástrofe debido al COVID19, el sábado 8 de agosto de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica a favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red (Ley de Servicios Básicos). Esta ley establece lo siguiente:

- Prohíbe el corte de los servicios básicos a un grupo de clientes, entre ellos usuarios residenciales, hospitales, cárceles, etc., por mora en el pago de este tipo de servicios durante los noventa días siguientes a la publicación de la ley.
- Para ciertos tipos de clientes, tales como clientes que se encuentre dentro del 60% más vulnerable de la población, podrán elegir si las deudas que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de esta ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario, las que no podrán exceder de doce cuotas, incorporar multas, intereses ni gastos asociados.
- Durante los noventa días siguientes a la publicación de esta ley, las empresas generadoras y transmisoras de energía eléctrica, deberán continuar proveyendo con normalidad sus servicios a las empresas distribuidoras domiciliarias de energía y a las cooperativas eléctricas.
- Dentro del plazo comprendido entre los treinta días previos a la publicación de esta ley y los noventa días posteriores a ella, de manera excepcional, el pago de las cooperativas eléctricas a las empresas generadoras y transmisoras podrá ser realizado en cuotas, en el mismo número de meses en que se prorratearán las cuentas de sus beneficiarios, sin multas, intereses ni gastos asociados.

Luego, el 5 de enero de 2021, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.301, mediante el cual se prorrogan los efectos de la Ley N°21.249, aumentando el alcance para la suspensión de pago de los servicios básicos afectos desde 90 días de su publicación a 270 días y extendiendo los meses de prorrateo para el pago de deudas de 12 meses a 36 meses.

Posteriormente, el 22 de mayo de 2021, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.340, mediante la cual se extiende la medida de no corte de suministro por deudas y la posibilidad de postergación de pago de deudas hasta el 31 de diciembre de 2021. Se extiende el número de cuotas para pagar la

deuda de 36 a 48, y se aumenta el alcance de usuarios vulnerables del 60% al 80%, para efectos de postergar el pago de deudas.

Finalmente, el 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios sanitarios y eléctricos generadas durante la pandemia por COVID-19 y establece subsidios a los clientes vulnerables para el pago de éstas. Dichos subsidios de cargo fiscal son para contribuir al pago de las deudas por consumo de agua potable y para el pago de las deudas por consumo de electricidad. Los usuarios beneficiados corresponderán a quienes se encuentren morosos de la deuda generada por la postergación en el pago de servicios básicos y tengan un consumo promedio de electricidad no superior a 250 kilowatts hora mensuales. Los subsidios serán descontados mensualmente por las empresas de servicios sanitarios y las empresas y cooperativas de distribución de electricidad a los usuarios beneficiarios.

Por otro lado, las deudas contraídas serán pagadas en 48 cuotas mensuales, contadas desde el mes de entrada en vigencia de esta ley, donde cada cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021. Una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir saldo de la deuda, esta se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía con las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo.

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.

Transelec gestiona sus riesgos con un programa corporativo, incluyendo la visión e información brindada por los miembros del directorio y los colaboradores en contacto directo con los riesgos, a través de talleres en donde se analizan riesgos pasados y potenciales, alineados con la estrategia de la compañía. Llevamos a cabo acciones concretas para prevenirlos y/o mitigarlos, reduciendo su probabilidad de ocurrencia o su impacto.

A nivel de proyectos, la compañía lleva a cabo el proceso de Etapas y Decisiones, que vela por que los proyectos se guíen por protocolos establecidos desde la gestación de una idea de negocios, pasando por la presentación de la oferta, adjudicación y posterior construcción o adquisición, hasta su puesta en servicio, para asegurar que los tomadores de decisiones cuenten con la información necesaria y se mitiguen riesgos en las distintas etapas de los proyectos.

Trimestralmente, los principales riesgos son presentados y discutidos en el Directorio. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

6.1. Marco Regulatorio

Las tarifas de transmisión eléctrica están fijadas por ley para períodos de 4 años e incluyen una indexación semestral a fin de garantizar una rentabilidad real anual al operador. La naturaleza de la industria permite que los ingresos de los transmisores sean estables en el tiempo. Estos se complementan con los ingresos obtenidos gracias a la existencia de contratos privados con grandes clientes.

Sin embargo, el hecho de que estas tarifas se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión Nacional y Zonal, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean perjudiciales o menos

atractivas en términos de las inversiones incurridas. No hay garantía que el nivel de tarifas previo se mantenga en los ciclos tarifarios sucesivos.

6.2. Riesgos Operativos

Sin perjuicio que la administración estima que Transelec mantiene una adecuada cobertura de riesgos de acuerdo con las prácticas de la industria incluyendo un ejercicio anual completo de Enterprise Risk Management, no es posible asegurar que las acciones preventivas y mitigaciones implementadas (gestión de activos, manejos de franja de seguridad, pólizas de seguros, etc.) serán suficientes para cubrir ciertos riesgos operativos, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, incendios, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos.

6.3. Institucionalidad Ambiental y Aplicación de normativas y/o políticas medioambientales

Los proyectos de Transelec están sujetos a la Ley N°19.300/1994 sobre Bases Generales del Medio Ambiente ("Ley Ambiental") y sus modificaciones posteriores. Transelec podría tener el riesgo de que la tramitación de sus proyectos y permisos ambientales tomen más tiempo de lo esperado, lo que demoraría la construcción de proyectos y aumentará la posibilidad de estar afectos a multas.
Están identificados y se han definido medidas preventivas y mitigatorias para todos los riesgos relacionados a medioambiente y comunidades aledañas a las instalaciones de la compañía.

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 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 como las concesiones eléctricas; escasez de equipos, materiales o mano de obra, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento en condiciones y tasas razonables. Cualquiera de los factores antes mencionados 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

Tal como se señaló anteriormente, 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), a nivel de precios de mercado, los que son periódicamente recalculados de acuerdo con el proceso establecido en la norma vigente. 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 de manera total 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:

	Diciembre 2022		Diciembre 2021	
En millones de pesos	**Activo**	**Pasivo**	**Activo**	**Pasivo**
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	888.932	889.100	868.719	875.783
Partidas en Peso chileno	2.560.317	2.560.149	2.282.636	2.275.571

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 2022 ($)	Último día 2022 ($)	Promedio 2021 ($)	Último día 2021 ($)
Enero	822,05	810,12	723,56	734,62
Febrero	807,07	805,25	722,63	719,91
Marzo	799,19	787,16	726,37	721,82
Abril	815,12	856,58	707,85	711,06
Mayo	849,39	826,26	712,26	722,11
Junio	857,77	919,97	726,54	727,76
Julio	953,71	911,42	750,44	760,20
Agosto	904,35	882,11	779,83	775,14
Septiembre	921,01	966,00	783,63	811,90
Octubre	955,89	945,31	813,95	810,91
Noviembre	917,05	905,70	812,62	837,55
Diciembre	875,66	859,51	849,12	844,69
Promedio del periodo	**873,19**	**872,95**	**759,07**	**764,81**

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.

Sin embargo, no puede asegurarse que Transelec estará totalmente protegida por el hecho de mantener contratos de cobertura para el tipo de cambio. Adicionalmente, los cross-currency swap y los forwards contienen riesgo de crédito de la contraparte, requerimientos de caja en las fechas de vencimiento o en cláusulas de *recouponing* (si las hubiere) y otros riesgos asociados.

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 sistémicamente muy bajo dado el número limitado de clientes, su clasificación de riesgo y el reducido plazo de cobro.

Sin embargo, los ingresos se encuentran altamente concentrados en pocos clientes que conforman gran parte del flujo de caja futuro de Transelec. Un cambio sustancial en los bienes, condición financiera y/o resultados operacionales de esas empresas en particular podría afectar negativamente a la Compañía.

En la siguiente tabla se muestran los cinco principales clientes y su comparación con el año anterior:

INGRESOS	Diciembre 2022 MM$	Diciembre 2022 %	Diciembre 2021 MM$	Diciembre 2021 %
Grupo Enel	164.026	37,3%	106.657	34,9%
Grupo AES Gener	54.751	12,5%	47.701	15,6%
Grupo CGE	47.094	10,7%	51.178	16,7%
Grupo Colbún	44.951	10,2%	37.122	12,1%
Grupo Engie	35.632	8,1%	27.690	9,1%
Otros	93.138	21,2%	35.510	11,6%
Total	**439.592**		**305.858**	
% Concentración	**78,81%**		**88,39%**	

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 la posibilidad de 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.

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 tiene 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 MM US$250. Esta línea de crédito comprometida fue contratada por primera vez con fecha 9 de julio de 2012, siendo renegociada y extendida los años 2014, 2017, 2020 y 2021. La última renovación del 28 de mayo de 2021 mantuvo un tranche único en dólares de MMUS$250 además de otras mejoras en beneficio de la compañía. Fue renovada por el período de 3 años por un sindicato de bancos conformados por The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Bank of China Ltd, Banco Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation y JP Morgan Chase Bank N.A. En julio de 2021 se incorporó China Construction Bank al consorcio. 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 mitigan 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 2022 y al 31 de diciembre de 2021.

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 2022	303.869	402.253	475.411	598.111	230.145	2.009.790
31 de diciembre de 2021	67.424	360.358	389.692	923.181	336.558	2.077.215

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 2022 y al 31 de diciembre de 2021 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 2022 ($)	Último día 2022 ($)	Promedio 2021 ($)	Último día 2021 ($)
Enero	31.096,09	31.212,65	29.085,91	29.123,74
Febrero	31.365,30	31.539,20	29.194,81	29.287,38
Marzo	31.669,70	31.727,74	29.360,08	29.394,77
Abril	31.905,76	32.176,49	29.439,72	29.494,13
Mayo	32.453,99	32.679,54	29.555,98	29.613,26
Junio	32.894,82	33.086,83	29.665,83	29.709,83
Julio	33.268,63	33.417,26	29.740,92	29.757,64
Agosto	33.616,11	33.836,51	29.827,73	29.935,08
Septiembre	34.059,41	34.258,23	30.025,93	30.088,37
Octubre	34.446,46	34.600,35	30.214,65	30.380,53
Noviembre	34.722,91	34.811,80	30.573,24	30.762,80
Diciembre	34.948,74	35.110,98	30.907,42	30.991,74
Promedio del periodo	**33.037,33**	**33.204,80**	**29.799,35**	**29.878,27**

6.10. Otros Riesgos

Además de lo mencionado anteriormente, la compañía se enfrenta a otros riesgos como los de ciberseguridad, legales, de mercado, de contraparte y reputacional.