



Análisis Razonado de Estados Financieros Consolidados

TRANSELEC S.A. Y SUBSIDIARIAS

Santiago, Chile
31 de diciembre de 2024 y 2023

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 2024, el efectivo y efectivo equivalente suma MM\$352.725 el cual casi duplica el saldo del periodo anterior (MM\$178.336), permitiendo a la empresa cumplir cómodamente con sus obligaciones, operaciones diarias e inversiones durante el año, al igual que dejando la empresa con un sólido nivel de liquidez para hacer frente al vencimiento de deuda internacional de enero 2025.

Los Ingresos de la compañía se han mantenido estables en el tiempo, superando los MM\$ 400.000 en los últimos 3 años. Al comparar 2024 con el año anterior, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$445.475, un 5.5% menores al mismo período de 2023 (MM\$471.267), año en el que se registró contablemente un mayor ingreso (en el primer trimestre de 2023), bajo criterio IFRS 16, de un contrato de leasing por un proyecto dedicado puesto en operación (efecto de una vez – efecto no caja). Los ingresos 2024 registran un efecto positivo de los macroeconómicos, la valorización de activos no incluidos en el proceso tarifario 2020-2023 y nuevos proyectos en servicio, y un efecto negativo asociado a una renegociación de contratos con Enel y otras provisiones operacionales. Para los Estados Financieros de diciembre de ambos periodos, los ingresos regulados están determinados de acuerdo con el Decreto Supremo 7T (DS7T) publicado el 16 de febrero de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024, Transelec registró un EBITDA¹ de MM\$366.180, un 2,7% inferior a igual período de 2023 (MM\$376.336), principalmente por los efectos en ingresos mencionados anteriormente, con un Margen EBITDA² de 82,2%. Para efectos de comparación, al EBITDA al 31 de diciembre de 2023 se le ha excluido los ingresos que tuvieron efecto de una vez asociado al efecto contable del contrato leasing, de manera que el EBITDA refleje de mejor manera la caja.

La pérdida en el Resultado Fuera de Explotación a diciembre de 2024 fue de MM\$122.989, mientras que en 2023 fue de MM\$88.423. Este resultado se debe principalmente a menores ingresos financieros (el año 2023 la compañía tenía un mayor stock de caja) y mayores costos financieros, parcialmente compensado por menor resultado por unidades de reajuste.

La Utilidad del Período (Ganancias) obtenida por la Compañía al 31 de diciembre de 2024 fue de MM\$132.234, y de MM\$179.486 en 2023.

Durante 2024, la Compañía ha incorporado el equivalente a ~MMUS\$73 de instalaciones, que corresponden a las entradas en operación de ampliaciones en el sistema Zonal (3) y Nacional (1), dos expansiones en el sistema Dedicado y cuatro adquisiciones.

¹ EBITDA= Ingresos de Actividades Ordinarias + Costos de Ventas + Gastos de Administración + Otras Ganancias (Pérdidas) + Amortización por Leasing Financiero – Eventos One-Time. 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:

- En enero, Feller Rate ratificó la clasificación de riesgo local de Transelec S.A. en AA, con perspectivas estables.
- En febrero, se renovó la línea de crédito comprometida o *Revolving Credit Facility* (RCF) hasta febrero de 2027. Los términos permanecieron iguales, sólo ajustando el margen.
- En abril, la junta de accionistas aprobó los Estados Financieros de 2023 y la Memoria Integrada 2023.
- En junio, se distribuyeron como dividendo definitivo 2023, MM\$54.720, equivalente al 30% de las utilidades netas de 2023.
- El 5 de septiembre de 2024, la compañía realizó una exitosa colocación de bonos en el mercado local.
 - Serie Y, por UF 1,5 millones, a 4 años bullet, colocado a una tasa de 2.99%
 - Serie AB, por UF 3,5 millones, a 21 años bullet, colocado a una tasa de 3.20%
- En diciembre, Transelec desarmó Currency Swaps por MMUS\$150. La compañía recibió MMUS\$35 como compensación y registró un efecto de MMUS\$-13 en el estado de resultados. Esta operación se llevó a cabo dentro de su política de hedge de balance, tomando en consideración que enero 2025, uno de los bonos en dólares (MMUS\$375) vencía.
- La clasificación de riesgo de Transelec S.A. fue ratificada en diciembre 2024:
 - Clasificación Local: Feller, Humphrey's y Fitch en AA.
 - Clasificación Internacional: S&P y Fitch en BBB, y Moody's en Baa1.
- Durante el año, la compañía incorporó dos subsidiarias a su propiedad: Ana María S.A. (asociado a la adquisición de activos a un tercero) y Gea Transmisora SpA (asociado a una reorganización, donde se traspasó esta compañía que no tenía activos, desde ser una empresa hermana a una filial, y luego poner los proyectos recientemente ganados de condensadores síncronos y baterías).

1. ANÁLISIS DEL RESULTADO

CONCEPTOS	Diciembre 2024 MM\$	Diciembre 2023 MM\$	Variación 2024/2023 MM\$	Variación 2024/2023 %
Ingresos de Actividades Ordinarias	445.475	471.267	-25.792	-5,5%
Ventas	432.278	462.502	-30.224	-6,5%
Servicios a Terceros	13.198	8.765	4.433	50,6%
Costos y Gastos de la Operación	-142.014	-131.097	-10.917	-8,3%
Costos de Ventas	-44.992	-40.618	-4.374	-10,8%
Gastos de Administración	-36.374	-33.044	-3.330	-10,1%
Depreciación y Amortización	-60.648	-57.435	-3.213	-5,6%
Resultado de Explotación	303.461	340.170	-36.709	-10,8%
Ingresos Financieros	19.610	45.885	-26.275	-57,3%
Costos Financieros	-95.066	-84.016	-11.050	-13,2%
Diferencias de Cambio	335	3.251	-2.916	-89,7%
Resultado por Unidades de Reajuste	-48.282	-53.732	5.450	10,1%
Otras Ganancias (Pérdidas)	413,3	189,3	224	118,3%
Resultado Fuera de Explotación	-122.989	-88.423	-34.566	-39,1%
Ganancia, Antes de Impuestos	180.472	251.748	-71.276	-28,3%
Impuesto a la Renta	-48.238	-72.262	24.024	33,2%
Utilidad del Período (Ganancias)	132.234	179.486	-47.252	-26,3%
EBITDA¹	366.180	376.336	-10.156	-2,7%
Margen EBITDA²	82,2%	79,9%	2,3%	

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

² Margen EBITDA= EBITDA / (Ingresos de Actividades Ordinarias– Ingresos One-Time)

a) Resultado de Explotación

Los Ingresos de la compañía se han mantenido estables en el tiempo, superando los MM\$ 400.000 en los últimos 3 años. Al comparar 2024 con el año anterior, los Ingresos de Actividades Ordinarias alcanzaron MM\$445.475, un 5.5% menores al mismo período de 2023 (MM\$471.267), año en el que se registró contablemente un mayor ingreso (en el primer trimestre de 2023), bajo criterio IFRS 16, de un contrato de leasing por un proyecto dedicado puesto en operación (efecto de una vez – efecto no caja). Los ingresos 2024 registran un efecto positivo de los macroeconómicos, la valorización de activos no incluidos en el proceso tarifario 2020-2023 y nuevos proyectos en servicio, y un efecto negativo asociado a una renegociación de contratos con Enel y otras provisiones operacionales. Para los Estados Financieros de diciembre de ambos periodos, los ingresos regulados están determinados de acuerdo con el Decreto Supremo 7T (DS7T) publicado el 16 de febrero de 2023.

Durante marzo 2024, se publicó el Informe Final Interperiodo (primera vez que este proceso se realiza), que homologa al decreto vigente el precio de instalaciones que a la fecha sólo contaban con valor referencial e incluye inventario de los activos antiguos que inicialmente no habían sido considerado en las tarifas 2020-2023. Esto considera mayores ingresos por un efecto retroactivo desde 2020.

Cabe destacar que los estados financieros a diciembre de 2024 incorporan los ingresos regulados según el Decreto Supremo 7T (DS7T), publicado el 16 de febrero de 2023.

El total de Costos y Gastos de la Operación de Transelec al 31 de diciembre de 2024 fue MM\$142.014, un 8,3% mayor al compararlo con el mismo período de 2023, donde alcanzaron los MM\$131.097. Las principales partidas que componen los Costos y Gastos se desglosan a continuación.

Los Costos de Ventas durante el período en análisis alcanzaron MM\$44.992, un 10,8% mayores al mismo período de 2023 (MM\$40.618). El aumento es explicado por mayores costos de mantenimiento y de personal.

Los Gastos de Administración alcanzaron MM\$36.374 a diciembre de 2024, un 10,1% mayores a los obtenidos en el mismo período en 2023 (MM\$33.044). El aumento es explicado principalmente por mayores costos de asesorías y otros costos asociados a castigos de proyectos.

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2024 resultó en MM\$60.648, aumentando un 5,6% en relación con el mismo periodo de 2023 (MM\$57.435). El aumento es explicado principalmente por nuevos proyectos puestos en servicios, que aumentaron la depreciación asociada a la maquinaria y equipamiento.

b) Resultado Fuera de Explotación

El Resultado Fuera de Explotación al cierre de diciembre de 2024 fue una pérdida de MM\$122.989, mientras que en 2023 fue de MM\$88.423. El aumento se debe principalmente a menores ingresos financieros (en 2023 se tuvo un mayor stock de caja y las tasas de colocaciones era más altas) y mayores costos financieros, parcialmente compensado por menor pérdida de resultado por unidades de reajuste.

Los Ingresos Financieros registrados a diciembre de 2024 alcanzaron los MM\$19.610. Lo registrado al mismo período de 2023 fue MM\$45.885. Esta disminución se debe a menores intereses bancarios ganados en 2024 en moneda local (menor caja y menores tasas).

La pérdida en el Resultado por Unidades de Reajuste fue de MM\$48.282 al 31 de diciembre de 2024. Esto se debe a una variación de 4,42% en el valor de la UF en 2024, lo cual afecta principalmente nuestros bonos denominados en UF, junto a otros efectos. A igual período de 2023 la pérdida fue de MM\$53.732, asociado a una variación de 4,78% en el valor de la UF.

Las Diferencias de Cambio a diciembre de 2024 resultaron en una ganancia de MM\$335 mientras que al mismo periodo de 2023 el saldo fue una ganancia de MM\$3.251. 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 2024 alcanzaron los MM\$95,066, aumentando un 13,2% en comparación con igual periodo de 2023 (MM\$84.016). El aumento se debe principalmente al término de algunos contratos de cobertura de tipo de cambio, mayores gastos y comisiones bancarias, parcialmente compensado por mayores intereses activados por proyectos en ejecución.

Las Otras Ganancias a diciembre de 2024 fueron una ganancia de MM\$413, mientras que en el mismo periodo de 2023 fueron MM\$189. Esta diferencia se explica principalmente por venta de chatarra, equipos y vehículos.

c) Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta al 31 de diciembre de 2024 fue de MM\$48.238, mientras que en igual periodo del año anterior fue de MM\$72.262, lo que representa una diferencia del 33,2%.

2. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

CONCEPTOS	Diciembre 2024 MM\$	Diciembre 2023 MM\$	Variación 2024/2023 MM\$	Variación 2024/2023 %
Activos Corrientes	567.092	304.495	262.597	86,2%
Activos No Corrientes	3.369.447	3.075.033	294.414	9,6%
Total Activos	3.936.540	3.379.527	557.013	16,5%
Pasivos Corrientes	620.371	213.584	406.787	190,5%
Pasivos No Corrientes	2.242.117	2.231.423	10.694	0,5%
Patrimonio	1.074.052	934.521	139.531	14,9%
Total Pasivos y Patrimonio	3.936.540	3.379.527	557.013	16,5%

El aumento en los Activos entre diciembre de 2024 y de 2023 es explicado principalmente por un mayor saldo en efectivo y equivalentes al efectivo (debido a la emisión de bonos en el mercado local) y en propiedades, planta y equipos.

El aumento en Pasivos y Patrimonio se debe principalmente a un aumento en Otros pasivos financieros y en el patrimonio debido al incremento de las ganancias acumuladas. La variación de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes se debe principalmente a la reclasificación al corto plazo del vencimiento de un bono por MMUS\$375 en el mercado internacional en enero de 2025 y a la emisión de bonos locales por un total de UF5 millones.

Valor de los Principales Activos Fijos en Explotación

BIENES	Diciembre 2024 MM\$	Diciembre 2023 MM\$	Variación 2024/2023 MM\$	Variación 2024/2023 %
Terrenos	21.769	21.769	0	0,0%
Construcción y obras de infraestructura	1.384.866	1.315.531	69.335	5,3%
Obras en curso	574.274	419.194	155.080	37,0%
Maquinarias y equipos	962.237	882.531	79.706	9,0%
Otros activos fijos	6.399	6.396	3	0,0%
Activos por derechos de uso por arrendamientos	21.596	8.667	12.929	149,2%
Depreciación	-813.516	-757.988	-55.528	-7,3%
Total	2.157.625	1.896.101	261.524	13,8%

Deuda Vigente

Deuda	Moneda o Unidad de reajuste	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Vencimiento	Monto en Moneda Original (millones) (capitales insolutos)	
					Diciembre	Diciembre
					2024	2023
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 Local Serie V	UF	3,30%	Fija	01-mar-48	3,00	3,00
Bono Local Serie X	UF	3,20%	Fija	01-mar-34	4,00	4,00
Bono Local Serie Y	UF	3,80%	Fija	01-ago-28	1,50	-
Bono Local Serie AB	UF	3,90%	Fija	01-ago-45	3,50	-
Bono US @2025	USD	4,25%	Fija	14-ene-25	375,00	375,00
Bono US @2029	USD	3,880%	Fija	12-ene-29	350,00	350,00
Revolving Credit Facility ¹	USD	SOFR	Flotante	08-feb-27	-	-

¹ Línea de Crédito Comprometida por MM US\$250: La tasa de interés flotante se descompone en SOFR más un margen. Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no mantenía montos girados por esta línea. Esta Línea se renegotió por 3 años en febrero 2024.

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.

En febrero de 2024, la compañía renovó la línea de crédito comprometida con vencimiento en febrero 2027. En septiembre de 2024, la compañía realizó una exitosa colocación de bonos en el mercado local, Serie Y y Serie AB.

3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CONCEPTOS	Diciembre 2024 MM\$	Diciembre 2023 MM\$	Variación 2024/2023 MM\$	Variación 2024/2023 %
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de la operación	257.516	196.888	60.628	30,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-268.410	-251.776	-16.634	-6,6%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades del financiamiento	183.177	-161.182	344.359	N/A
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	172.283	-216.070	388.353	N/A
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.105	590	1.515	256,8%
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo	174.388	-215.480	389.868	N/A
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo al principio del período	178.336	393.816	-215.480	-54,7%
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo final	352.725	178.336	174.389	97,8%

Al 31 de diciembre de 2024, el flujo procedente de actividades de la operación alcanzó MM\$257.516, el cual aumento un 30,8% con relación al mismo periodo de 2023 (MM\$196.888). Dicho aumento se debe principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.

Durante el mismo período de 2024, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MM\$-268.410. Al 31 de diciembre de 2023 el flujo utilizado en actividades de inversión fue MM\$-251.776. El aumento se debe a mayores compras de propiedades, plantas y equipos, y flujos que se requirieron para la compra de 2 subsidiarias (GEA Transmisora SpA y Ana María S.A.).

A diciembre de 2024 el flujo de efectivo utilizado en actividades de financiamiento fue un ingreso de MM\$183.177, en tanto que a diciembre de 2023 fue un uso de caja de MM\$-161.182. La diferencia se explica principalmente por el pago de bonos en el mercado internacional en 2023 y por el pago de dividendos por utilidades retenidas en ese mismo año.

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 2024 la empresa cuenta con la siguiente línea de crédito rotativa (Revolving Credit Facility) por un monto de MMUS\$ 250 (esta línea comprometida se renovó por 3 años, en febrero 2024).

Banco	Monto (hasta)	Vencimiento	Tipo de Crédito
The Bank of Nova Scotia, MUFG Bank Ltd, Bank of China Ltd, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., Bank of America	US\$250.000.000	08-feb-2027	Capital de trabajo

4. INDICADORES

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

Covenants	Contrato	Límite	Diciembre 2024	Diciembre 2023
Deuda Total/Capitalización Total ¹	Bonos Locales D, H, K, M, N y Q	< 0,70	0,68	0,67
Patrimonio Mínimo ¹ MMUF	Bonos Locales D, H, K, M y N	> 15,00	28,61	26,08
Patrimonio Mínimo ¹ MM\$	Bonos Locales Q, V, X, Y, AB y Línea de Crédito Comprometida	> 350.000	1.099.021	959.491
Deuda Neta/Ebitda*	Bonos locales V, X, Y, AB y Línea de Crédito Comprometida	< 7,0x	5,07	4,21

Test	Bonos	Límite	Diciembre 2024	Diciembre 2023
Test de Distribución ² (FNO ³ /Costos Financieros)	Series Locales D, H, K, M y N	> 1,50	4,22	4,20

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 septiembre de 2006 y el 31 de diciembre de 2024 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.

* 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.

* En el caso de la Línea de Crédito Comprometida, el límite es 8,0x.

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

ÍNDICES		Diciembre 2024	Diciembre 2023	Variación 2024/2023
Rentabilidad¹				
Rentabilidad del Patrimonio ²	(%)	20,3%	22,6%	-230 pbs
Rentabilidad de Activos ³	(%)	5,5%	6,2%	-70 pbs
Rentabilidad Activos Operacionales ⁴	(%)	10,1%	11,1%	-100 pbs
Ganancia por acción ⁵	(\$)	218.177	211.003	3,4%
Liquidez y Endeudamiento				
Liquidez corriente	(veces)	0,91	1,43	-36,4%
Razón ácida	(veces)	0,91	1,43	-36,4%
Pasivo exigible/Patrimonio	(veces)	2,67	2,62	1,9%
Deuda corto plazo/Deuda Total	(%)	21,7%	8,7%	1300 pbs
Deuda largo plazo/Deuda Total	(%)	27,0%	28,0%	-100 pbs
Cobertura de gastos financieros	(veces)	3,85	4,48	-14,1%

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 26% de la totalidad de las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, del 49% 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 N° 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 cuatrienio 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 1° 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 118° 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 9° de la Ley N° 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 115º 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 tuvo un retraso superior a 3 años, pero el decreto correspondiente se publicó en el diario Oficial el 16 de febrero de 2023.

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 cuatrienio 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).

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 marzo de 2022. 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.

El proceso de valorización de tarifas 2024 – 2027 tiene un retraso superior a 2 años. Sin embargo, el Informe de Calificación de Instalaciones asociado a este proceso se publicó a través de la Resolución Exenta N°461 emitida por la CNE con fecha 30 de agosto de 2024.

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 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. Éstos se complementan con los ingresos obtenidos gracias a la existencia de contratos privados con grandes clientes.

Sin embargo, el hecho de que estas tarifas se revisen cada cuatro años en los Estudios de Transmisión Nacional y Zonal, podría enfrentar a la Compañía a nuevas tarifas que le sean menos atractivas en términos de las inversiones incurridas. No hay garantía que el nivel de tarifas previo se mantenga en los ciclos tarifarios sucesivos. Las tarifas tienen como input el inventario de activos de cada compañía y los precios actualizados de esos activos, por lo que errores en esas bases de datos o en los precios determinados podrían producir tarifas que no sean las que corresponden, y por ende tener que hacer reliquidaciones retroactivas.

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, fallas en los equipos y fallas en los sistemas de monitoreo y control (Scada).

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, 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:

En millones de pesos	Diciembre 2024		Diciembre 2023	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Dólar (montos asociados a partidas de balance)	737.273	736.655	653.646	654.736
Partidas en Peso chileno	3.199.267	3.199.885	2.724.361	2.723.271

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 2024 (\$)	Último día 2024 (\$)	Promedio 2023 (\$)	Último día 2023 (\$)
Último año anterior		884,59		859,51
Enero	907,99	932,66	826,34	810,37
Febrero	963,44	980,19	798,26	831,24
Marzo	967,93	982,38	809,50	789,32
Abril	960,14	943,62	803,84	801,61
Mayo	917,88	917,98	798,64	803,94
Junio	926,08	951,02	799,87	802,68
Julio	937,56	956,58	813,40	827,84
Agosto	929,90	917,38	855,66	854,22
Septiembre	926,21	896,25	884,40	906,84
Octubre	933,81	950,89	926,35	910,28
Noviembre	971,60	977,32	886,61	867,86
Diciembre	981,84	992,12	874,67	884,59
Promedio del periodo	943,70	949,87	839,80	840,90

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 *recouping* (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 2023:

INGRESOS	Diciembre 2024 MM\$	Diciembre 2024 %	Diciembre 2023 MM\$	Diciembre 2023 %
Grupo Enel	129.794	29,1%	138.599	29,4%
Grupo CGE	52.522	11,8%	46.243	9,8%
Grupo AES	35.498	8,0%	38.050	8,1%
Grupo Colbún	38.902	8,7%	33.952	7,2%
Quebrada Blanca TECK	24.925	5,6%	29.343	6,2%
Grupo Engie (E-CL)	32.228	7,2%	48.929	10,4%
Grupo SAESA	14.393	3,2%	11.814	2,5%
Otros	117.213	26,3%	124.337	26,4%
Total	445.475		471.267	
% Concentración	73,69%		73,62%	

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 nuestros ingresos de transmisión.

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), las normas de Tesorería establecen límites a la exposición a una institución en particular.

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, 2021 y 2024. 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 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

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 2024	455.761	666.922	502.111	565.959	717.568	2.908.321
31 de diciembre de 2023	76.822	461.595	601.453	734.197	613.781	2.487.848

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 2024 y al 31 de diciembre de 2023 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 2024 (\$)	Último día 2024 (\$)	Promedio 2023 (\$)	Último día 2023 (\$)
Último año anterior		36.789,36		35.110,98
Enero	36.805,73	36.733,04	35.227,24	35.287,50
Febrero	36.750,98	36.856,50	35.382,14	35.509,68
Marzo	36.984,32	37.093,52	35.579,62	35.575,48
Abril	37.187,51	37.261,98	35.666,65	35.838,55
Mayo	37.349,91	37.438,91	35.969,53	36.032,89
Junio	37.514,77	37.571,86	36.069,31	36.089,48
Julio	37.591,38	37.578,95	36.079,89	36.049,05
Agosto	37.638,55	37.754,47	36.068,70	36.130,31
Septiembre	37.849,91	37.910,42	36.175,90	36.197,53
Octubre	37.950,09	37.971,42	36.273,59	36.388,07
Noviembre	38.078,21	38.247,92	36.489,40	36.489,40
Diciembre	38.367,69	38.416,69	36.669,38	36.789,36
Promedio del periodo	37.505,75	37.569,64	35.970,95	36.031,44

6.10. Riesgos de cometer delitos

Las empresas están expuestas a cometer delitos. Transelec cuenta con una matriz que detalla factores de riesgo y acciones para la prevención del delito, junto a capacitaciones permanentes a sus colaboradores. Con la promulgación de la ley de delitos económicos, estas acciones de prevención se intensificaron.

6.11. Otros Riesgos

Además de lo mencionado anteriormente, la compañía se enfrenta a otros riesgos, tales como los de naturaleza operacional (incendios y eventos vandálicos), ciberseguridad, cambio climático, impuestos, otorgamiento de permisos ambientales y relacionados y reputacionales.

7. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 14 de enero de 2025, la Compañía efectuó el pago de capital del Bono “Senior Notes – Vencimiento 2025” por un total de M\$378.450.000 (MUS\$375.000) en conjunto con la última cuota de intereses.

Con fecha 13 de enero de 2025, la Compañía efectuó la liquidación del Cross Currency Swap mantenido con Goldman Sachs por un notional de MUS\$23.500 asociado al bono con vencimiento en el mismo mes, monetizando el valor de mercado de dicho instrumento.

El martes 25 de febrero de 2025 se produjo un corte de suministro eléctrico que afectó el territorio nacional entre las regiones de Arica-Parinacota y Los Lagos. Dentro de las atribuciones de los entes reguladores está la investigación de causas y responsabilidades de los hechos mencionados y es así como, tanto la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como el Coordinador Eléctrico Nacional realizarán auditoría a las instalaciones de diversos participantes de la industria eléctrica (incluyendo a Transelec) como parte de la evaluación de los hechos que causaron la falla.

Entre el 31 de diciembre de 2024, fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, y su fecha de emisión, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero – contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos Estados Financieros Consolidados.