



ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al periodo terminado
el 31 de marzo de 2026



1. Análisis comparativo

Chilquinta Distribución S.A. al 31 de marzo de 2026 destaca los siguientes hechos:

- Este período se registró una pérdida en contraste con la ganancia obtenida en el periodo anterior. La pérdida asciende a M\$82.105, lo que representa una disminución del 103% respecto a la utilidad alcanzada a marzo de 2025 que fue de M\$ 2.768.296, lo que se explica principalmente por disminución en la ganancia bruta de M\$13.969.018 (marzo 2025: M\$15.507.672), sumado a un aumento en los gastos de administración por M\$11.244.433 (marzo 2025: M\$10.247.394), y Otras pérdidas, netas de M\$2.430.597 (marzo de 2025: M\$46.020) parcialmente compensado por un aumento de los otros ingresos por función por M\$2.218.021 (marzo 2025: M\$2.018.402) y una disminución en los resultados por unidad de reajuste por M\$535.646 (marzo 2025: M\$2.002.603).

El comportamiento de la ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas y valor libro son los siguientes:

		31.03.2026	31.03.2025
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M\$)	(82.105)	2.768.296
Ganancia/ (Pérdida) por acción	(\$)	(23)	770
Valor libro de la acción	(\$)	42.765	42.846

- La Compañía muestra una razón de endeudamiento a marzo 2026 de un 2,9 al igual que a diciembre 2025.
- La deuda vigente, al 31 de marzo de 2026 correspondiente a la línea de bonos Serie B, por un valor de 4.700.000 UF de capital nominal, continúa generando para la Compañía estar sujeta a ciertas obligaciones, limitaciones y prohibiciones mientras no se haya pagado a los tenedores el total del capital e intereses de los bonos en circulación.

Respecto al cumplimiento de indicadores financieros, la única restricción se refiere a que la Compañía deberá mantener al término de cada trimestre calendario un nivel de endeudamiento financiero, en que la relación Obligaciones financieras menos Caja dividido por la suma de Patrimonio total más Interés minoritario no sea superior a uno punto setenta y cinco veces. Al 31 de marzo de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el nivel de endeudamiento financiero respectivamente fue:



	31.03.2026 M\$	31.12.2025 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.279.832	8.106.809
Obligaciones financieras:		
Corrientes	3.281.507	1.308.855
No corrientes	187.046.975	186.501.527
Total obligaciones financieras	190.328.482	187.810.382
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	153.796.976	153.879.081
Total patrimonio	153.796.976	153.879.081
Nivel de endeudamiento financiero (veces)	1,20	1,17

- La Compañía tiene una significativa participación en el sector de energía, subsector energía eléctrica, constituyéndose en la principal distribuidora de energía eléctrica en su zona de operación, que cubren gran parte de la Quinta Región, atendiendo en la actualidad a 687.796 clientes.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Compañía, se rige bajo contrato de concesión que indica la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la Compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución con mínimo riesgo de enfrentar a la competencia, y bajo un esquema de tarifas reguladas por la autoridad. Lo anterior, minimiza el riesgo de competencia en el negocio de distribución eléctrica, permitiendo contar con un negocio que ofrece una participación de mercado estable.

Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales por función	31.03.2026 M\$	31.03.2025 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	99.927.164	106.997.685
Costo de ventas	(85.958.146)	(91.490.013)
Ganancia Bruta	13.969.018	15.507.672
Otros ingresos por función	2.218.021	2.018.402
Gastos de administración	(11.244.433)	(10.247.394)
Otros gastos por función	(30.487)	(9.682)
Otras pérdidas, netas	(2.430.597)	(46.020)
Ganancias de actividades operacionales	2.481.522	7.222.978
Ingresos financieros	6.310	79.885
Costos financieros	(2.086.534)	(1.962.521)
Diferencias de cambio	(22.064)	147.909
Resultado por unidades de reajuste	(535.646)	(2.002.603)
Ganancia antes de impuestos	(156.412)	3.485.648
Gastos por impuestos a las ganancias	74.307	(717.352)
Ganancia	(82.105)	2.768.296



Ganancia Bruta

Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M\$99.927.164 (marzo 2025: M\$106.997.685), mostrando una disminución del 6,6% que se explica, principalmente, por la disminución de los ingresos por venta de energía, compensado parcialmente por un aumento de los ingresos por servicios asociados a la distribución eléctrica.

Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M\$94.131.631 (marzo 2025: M\$102.047.587) mostrando una disminución del 7,8% respecto al mismo período del año 2025 y representan el 94,2% (marzo 2025: 95,4%), del total de ingresos por actividades ordinarias. La disminución de los ingresos se debe principalmente a la variación del precio de nudo promedio aplicado a los clientes durante este periodo.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M\$5.795.533 (marzo 2025: M\$4.950.098) muestran un aumento del 17,1% respecto al mismo período del año 2025 y representan un 5,8% (marzo 2025: 4,6%), del total de ingresos por actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascienden a M\$85.958.146 (marzo 2025: M\$91.490.013) mostrando una disminución del 6,0% respecto al mismo período del año anterior, debido a la disminución en los costos de compra de energía y potencia compensado por aumento en los otros costos.

Las compras de energía y potencia ascendieron a M\$76.665.561 (marzo 2025: M\$82.985.689), las cuales representan el 89,2% (marzo 2025: 90,7%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M\$13.969.108 (marzo 2025: M\$15.507.672) que representan un 18,6% (marzo 2025: 18,7%) sobre las ventas de energía y un 17,5% (marzo 2025: 17,8%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		31.03.2026	31.03.2025
Ventas de energía	(M\$)	94.131.631	102.047.587
Compra de energía	(M\$)	(76.665.561)	(82.985.689)
Otros costos	(M\$)	(9.292.585)	(8.504.324)
Total costos de ventas	(M\$)	(85.958.146)	(91.490.013)
Servicios asociados al suministro	(M\$)	5.795.533	4.950.098
Ganancia bruta	(M\$)	13.969.018	15.507.672



Otras pérdidas distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, por M\$14.125.430 (marzo 2025 pérdida de M\$12.022.024), explicadas principalmente por el aumento de los rubros Gastos de administración por M\$11.244.433, Otras pérdidas netas por M\$2.430.597 y Costos financieros por M\$2.086.534, compensados parcialmente por Otros ingresos por función por M\$2.218.021 y menores Resultado por unidades de reajustes por M\$535.646. En el período marzo 2025, la posición de pérdida neta se explica principalmente por los rubros Gastos de administración por M\$10.247.394, Costos financieros por M\$1.962.521 y Resultado por unidades de reajustes por M\$2.002.603, compensados parcialmente por Otros ingresos por función por M\$2.018.402 y por el efecto positivo de Diferencias de cambio de M\$147.909.

Estados de situación financiera

Estados de situación financiera	31.03.2026 M\$	31.12.2025 M\$
Total activos corrientes	93.146.995	105.244.702
Total activos no corrientes	505.633.483	500.612.572
Total activos	598.780.478	605.857.274
Total pasivos corrientes	104.305.772	99.819.268
Total pasivos no corrientes	340.677.730	352.158.925
Total patrimonio	153.796.976	153.879.081
Total pasivos y patrimonio	598.780.478	605.857.274

Activos Corrientes

Presenta una disminución de un 11,5% respecto a diciembre de 2025, originado principalmente por la disminución en los rubros Efectivo y equivalentes al efectivo, Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un incremento del 0,7% con respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por un aumento en el rubro Instalaciones de distribución hasta 23 kV y equipos eléctricos, en línea con los niveles de inversión previstos por la Compañía.



Activos no corrientes

Muestra un aumento de 1,0% con respecto a diciembre de 2025, debido a un aumento en el rubro de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes reflejando un mayor volumen de operaciones a largo plazo, y en Propiedades, planta y equipos, netos, como resultado de nuevas inversiones y mejoras en infraestructura. Este aumento fue parcialmente compensado por la disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto, debido a la amortización de activos adquiridos en períodos anteriores.

Pasivos corrientes

Presenta un aumento de 4,5% respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por el incremento en Otros pasivos financieros, corrientes, y Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes, reflejando un mayor nivel de obligaciones con proveedores. Este efecto fue parcialmente compensado por la disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, reflejando una menor exposición a obligaciones dentro del grupo empresarial.

Pasivos no corrientes

Este rubro presenta una disminución de un 3,3% con respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por una reducción en los rubros Pasivos por impuestos diferidos y Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, no corrientes. Compensado parcialmente por el aumento en otros pasivos financieros, no corrientes.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta una disminución neta de un 0,1%, se explica principalmente por la pérdida del periodo.



Cuadro de ratios

	31.03.2026	31.12.2025
--	------------	------------

Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	0,9	1,1
Prueba acida	(veces)	0,9	1,1

Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	2,9	2,9
Proporción deuda corriente	(%)	23,4	22,1
Proporción deuda no corriente	(%)	76,6	77,9

	31.03.2026	31.03.2025
--	------------	------------

Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	(0,6)	3,1
Ganancias / activos	(%)	(0,2)	0,8

Endeudamiento:			
Cobertura costos financieros	(veces)	0,9	2,8

Liquidez Corriente y Razón Ácida

Al 31 de marzo de 2026 la liquidez corriente es de 0,9 veces presentando una disminución respecto de diciembre 2025, (1,1 veces), explicado principalmente por la disminución de los rubros Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes y aumento en el rubro de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes. Por su parte, la razón ácida se situó en 0,9 veces, reflejando una disminución respecto a diciembre de 2025 (1,1 veces), principalmente por la disminución de los rubros Efectivo y equivalentes al efectivo, Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corrientes y aumento en el rubro de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes.

Razón de Endeudamiento

Al 31 de marzo 2026 alcanzó 2,9 veces, al igual que en diciembre 2025, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos, debido al incremento del rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes.

Proporción Deuda Corriente

A marzo 2026 fue de 23,4%, aumentando respecto a diciembre de 2025 que fue de 22,1%, principalmente por un incremento de los rubros Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y disminución en las Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corrientes.



Proporción Deuda no Corriente

Presenta un decremento respecto a diciembre de 2025, pasando de 77,9% a 76,6%, producto de la disminución de los Pasivos no corrientes, principalmente del rubro Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, no corrientes, compensada por el aumento en Otros pasivos financieros, no corrientes.

Rentabilidad Patrimonial

Al 31 de marzo de 2026, la rentabilidad patrimonial alcanza (0,6%), lo que representa una disminución respecto del 3,1% registrado en marzo de 2025. Esta variación se explica principalmente por la pérdida anualizada en comparación a la utilidad anualizada del periodo anterior.

Rentabilidad del Activo

Al 31 de marzo de 2026 alcanzó (0,2%), registrando una disminución respecto del valor de 0,8% a marzo de 2025. La variación se explica principalmente por las pérdidas anualizadas del periodo, compensada por una disminución neta en el total de activos de la Compañía, los que disminuyeron en un 1,2% respecto a marzo 2025.

Cobertura de Gastos Financieros

Al 31 de marzo de 2026 fue de 0,9 veces, disminuyendo con respecto al valor presentado a marzo de 2025 de 2,8 veces, debido a la pérdida del periodo, y un aumento en los Gastos financieros.



2. Valor libro de los Activos y Pasivos

Respecto del valor libro y económico de los activos y pasivos cabe mencionar lo siguiente:

El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de situación financiera del periodo, ha sido determinado siguiendo la jerarquía Nivel 2, correspondiente a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios), según los datos de entrada utilizados para realizar la valorización.

Los deudores comerciales corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una deducción para cubrir las deudas incobrables.

Las propiedades, plantas y equipos son presentadas de acuerdo con el valor de los aportes o al costo de adquisición, según sea el caso. El costo de los trabajos en ejecución incluye solamente aquellos costos directos e indirectos que son atribuibles directamente a ellos durante el año de construcción y los costos de financiamiento de la misma en caso de existir éstos últimos.

La depreciación es calculada individualmente para cada bien, según el método lineal, de acuerdo con los años de vida útil estimada de los bienes.

Los valores intangibles se presentan a costo histórico de aporte o adquisición, según sea el caso, y se someten a prueba de deterioro de acuerdo a lo dispuesto por NIC 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de “Activos intangibles distintos de la plusvalía” a costo histórico de adquisición y su depreciación es calculada según el método lineal en un año promedio de 72 meses.

Las cuentas por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corriente y no corriente. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

Los activos y pasivos expresados en moneda distinta a la funcional y/o reajustables, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio. La Compañía ha determinado que su moneda funcional es el Peso chileno, considerando para ello el entorno económico principal en el cual desarrolla sus actividades. Para propósitos de los estados financieros la moneda de presentación es el Peso chileno.

En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidos por el IASB y a normas impartidas por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).



3. Mercado en que participa la Empresa

La industria de distribución eléctrica ha sido objeto de un importante proceso de consolidación, lo cual ha generado que la mayor parte de la distribución eléctrica del país sea entregada por cuatro grupos económicos. El mayor, en términos de ventas de energía, es Enel S.A. y sus filiales, que distribuyen energía en la ciudad de Santiago y otras localidades de la Región Metropolitana. En segundo lugar, se encuentra el grupo CGE que distribuye energía entre la I y la IX Región, además de la distribución en la XII Región a través de Edelmag. En tercer lugar, se encuentra el Grupo Saesa que opera entre las regiones VIII y XI, seguida por Chilquinta, que opera principalmente en la V Región. El resto de la distribución eléctrica es realizada por pequeñas compañías y cooperativas.

En cuanto a su participación por segmentos, la Compañía atiende a un importante porcentaje de los clientes residenciales, comerciales y agrícolas de la región, siendo estos los clientes más rentables para las empresas de distribución.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de “price cap” o tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijado por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente el elevado requerimiento de capital para desarrollar la infraestructura de distribución eléctrica, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente conectado a las redes de la distribuidora, debe pagar el Valor Agregado de Distribución (VAD) por el uso de dichas redes, con independencia de la empresa que lo suministre.

a) Clientes regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- **Precio nudo:** el precio a transferir a los clientes corresponde al precio definido en las Licitaciones de Suministros para la energía (Precio de Nudo Promedio), manteniéndose el precio de la potencia a través de la definición del decreto de precios de nudo existente al momento de la licitación. Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, modificada por las Leyes 20.928 y 21.185, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.

Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131º a 135º de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los precios de contratos de suministro, suscritos a partir de las licitaciones públicas reguladas, por el volumen de suministro correspondiente.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un



procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Las modificaciones introducidas tienen como objetivo disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas que posean centrales de generación de energía eléctrica (Reconocimiento de Generación Local), además de acotar las diferencias de tarifas eléctricas residenciales entre las distintas zonas del país (Equidad Tarifaria Residencial) - ley 20.928 -, crear un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados - ley 21.185 – y crear un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de estabilización de precios para clientes sometidos a regulación de precios – ley 21.472 -. Ley 21.667

Su determinación es efectuada semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

Finalmente, la ley 21.472 establece un Mecanismo Transitorio de Protección Al Cliente, que estabiliza los precios de energía, complementario a aquel establecido en la ley N° 21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución. El 30 de abril de 2024 se publica la ley 21667, introduce cambios en aspectos relacionados con la estabilización tarifaria del sector eléctrico, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de optimizar y clarificar la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, además de ajustar aspectos temporales y financieros en relación con la estabilización de tarifas reguladas. Asimismo, modifica la Ley N°21.472, específicamente en temas de regulación de precios, el manejo del Fondo de Estabilización y la implementación de cargos para su financiamiento. De este modo, establece la forma de distribuir los recursos del Fondo de estabilización, plazos y procedimientos para la dictación del decreto tarifario de PNP, instrucciones para la actualización de los niveles de precios, aplicación de descuentos, cobros extra con fines de recaudación y diversas consideraciones en el contexto de la Ley Eléctrica. Actualmente se encuentra vigente el Decreto 24T, de 21 de noviembre de 2025, el cual tiene vigencia durante el primer semestre del 2026 y contiene las indicaciones de las leyes de estabilización de precios de energía.

- **Cargo por Transmisión:** A los clientes regulados se les aplicarán cargos únicos por uso del sistema de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicada, en proporción a sus consumos de energía.
- **Valor Agregado de Distribución ("VAD"):** Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución adaptados a la demanda y valorizados al Valor Nuevo de Reemplazo, costos de mantenimiento y operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas eficientes en distribución. Todo lo anterior en base a un modelo de empresa modelo optimizada.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y se asimilan a las empresas de referencia reales que correspondan según sus características.



En Chile, el segmento de distribución de electricidad está regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Hasta antes de la aprobación de la ley N° 21.194 -que rebajó los criterios para realizar el chequeo de rentabilidad en el cálculo de tarifas de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifación de distribución eléctrica- la regulación implicaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, de forma que no difiriera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10%. En este escenario, la CNE reportaba para el período tarifario 2020 – 2024 que la rentabilidad de la industria era equivalente al 6,91% para el año base.

Con la aprobación de la Ley 21.194 se estableció que la tasa de costo de capital – y también la rentabilidad de las empresas de distribución considerada en el proceso de chequeo – no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8% después de impuestos. Para el cálculo de esta última se ha propuesto la aplicación de la metodología denominada Capital Asset Pricing Model (CAPM). Si bien el cálculo del CAPM implica que la estimación quedaría sujeta a variables del mercado (riesgo sistémico, tasa libre de riesgo y premio por riesgo de mercado), este quedaría restringido a un piso y techo que ha sido establecido por ley.

El VAD define los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), los cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, además de sus respectivas fórmulas de indexación, se fijan cada 4 años, siendo el último proceso de fijación tarifaria vigente el correspondiente al cuatrienio 2020 - 2024, que tiene fijación a partir de la publicación del decreto Num 5T de 31 de mayo de 2024 del Ministerio de Energía que fue publicado en el diario oficial el 7 de junio de 2024, tiene vigencia desde el 31 de mayo y fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, este decreto, además, descongeló las tarifas del periodo comprendido entre los años 2019 y 2024. Actualmente se encuentra en estudio el nuevo VAD que regirá en el cuatrienio 2024 – 2028.

b) Clientes libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 5MW. Podrán optar a este segmento aquellos clientes que posean entre 0,3 MW y 5,0 MW, que ejerzan su opción de pertenecer a él, debiendo permanecer en el segmento por un mínimo de 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes por la energía es pactada entre la empresa que suministra la electricidad y el cliente.

Adicionalmente, estos clientes, deben pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución cuando estén conectados al suministrador a través de éstas, un peaje de distribución que corresponde al VAD de cada empresa, y los peajes de transmisión que correspondan.

c) Otros servicios asociados a la distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras aplican tarifas reguladas por los servicios asociados a la distribución eléctrica, entre los que se incluyen el arriendo de medidores, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas por ley cada 4 años, junto con el proceso de fijación del VAD.



4. Estados de flujos de efectivo

Estados de flujo de efectivo directo	31.03.2026 M\$	31.03.2025 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	4.701.390	11.324.592
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(5.284.348)	(4.678.395)
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	(1.252.569)	(6.650.296)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(1.835.527)	(4.099)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	8.550	(217)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	8.106.809	7.380.881
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6.279.832	7.376.565

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M\$4.701.390 (marzo 2025: M\$11.324.592) mostrando una disminución de un 58,5%. Esta variación se explica principalmente, por un aumento en los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios que alcanzaron M\$159.702.237 (marzo 2025: M\$135.617.614), reflejando mayores costos asociados a la operación. Además, se registró un aumento de los pagos a y por cuenta de los empleados por M\$4.213.885 (marzo 2025: M\$4.008.337). Este efecto fue parcialmente compensado por un aumento en los cobros procedentes de ventas de bienes y prestaciones de servicios, que alcanzaron M\$166.783.861 (marzo 2025: M\$148.762.574), reflejando un mayor nivel de ingresos operacionales.
- El flujo neto utilizado en actividades de inversión presenta un valor negativo de M\$5.284.348 (marzo 2025: flujo neto negativo de M\$4.678.395) principalmente por mayores desembolsos realizados para la adquisición de Propiedades, planta y equipo previstos por la Compañía.
- Se presenta un flujo neto negativo proveniente de las actividades de financiación por M\$1.252.569 (marzo 2025: flujo neto negativo de M\$6.650.296), se debe principalmente por una disminución en préstamos de entidades relacionadas, compensado por un aumento por el pago de préstamos a entidades relacionadas y pago de intereses financieros.
- Se muestra un efecto negativo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por M\$8.550 (marzo 2025: flujo neto negativo M\$217) producto de la exposición cambiaria de Efectivo y equivalentes de efectivos en dólares estadounidenses.
- Como resultado de lo anteriormente indicado, en el período se origina un decremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M\$1.835.527 (marzo 2025: M\$4.099), quedando la posición final del período en M\$6.279.832 (marzo 2025 M\$7.376.565).



5. Análisis de Riesgo de Mercado

El sector eléctrico se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos, normativa vigente desde 1982, y reforzada en los años 2004, 2005, 2007, 2008, 2012, 2015, 2016 y 2019, esta regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad, entre otros factores claves.

Las tarifas de distribución, en conjunto con las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica, son fijadas de acuerdo a la ley cada cuatro años. El último estudio tarifario de distribución tiene aplicación en el cuadrienio 2020 - 2024, en consideración a que el decreto de tarifas de distribución previo tuvo vigencia hasta noviembre del año 2020. El decreto actual fue publicado el 7 de junio de 2024 en el diario oficial (Decreto 5T), que tiene vigencia en el periodo 2020-2024, en este se fijaron nuevos parámetros para tarifas aplicables a suministros sujetos a precios.

Respecto de las tarifas de servicios asociados a suministro para el cuadrienio 2020-2024, la publicación del decreto 2T se realizó el día 10 de abril de 2026, fecha desde la cual tienen vigencia estas tarifas, cabe destacar que este decreto no es retroactivo.

Los ingresos para propietarios de instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por clientes regulados, desde enero 2020, fue determinado por la Comisión a partir de estudios que se desarrollaron desde el 2020. El 16 de febrero de 2023 fue publicado en el diario oficial el Decreto Supremo N°7T-2022, que fija el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, cuadrienio 2020-2023. La diferencia entre los ingresos reales y los determinados en el decreto son absorbidos en la determinación de cargos traspasables a clientes, de modo de asegurar que los propietarios reciban anualmente lo indicado en el decreto.

En cuanto a los cargos de Transmisión, incluida la transmisión Zonal, estos son determinados semestralmente por la Comisión mediante una resolución exenta. En junio de 2025 fueron publicados los cargos del segundo semestre de 2025, mediante Resolución Exenta N° 333, de 16 de junio de 2025, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Los cargos de transmisión que se utilizarán durante el primer semestre de 2026, fueron fijados mediante Resolución Exenta N°780 del 15 de diciembre de 2025.

Respecto de los precios de generación a traspasar a cliente final, estos son determinados en los decretos de precio de nudo promedio semestrales que calcula CNE a partir de los precios de contratos de suministro para clientes regulados detallados en el punto 20.1.4 y una proyección de consumos para el semestre.

Con fecha 2 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.185, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de las energías eléctricas para clientes sujetos a regulación de tarifas. La ley define que en el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, los que en cualquier caso no podrán ser superiores al PEC



ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha, en adelante “PEC ajustado”.

Con fecha 2 de agosto de 2022, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta ley establece un mecanismo complementario al establecido en la ley 21.185.

Durante el cuarto trimestre de 2023 se aplicaron los precios de nudo promedio determinados en el decreto supremo N°16T-2022, publicado en el diario oficial el 12 de abril de 2023, correspondiente al segundo semestre de 2022.

El 30 de abril de 2024 se publicó la ley 21667, que Introdujo cambios en aspectos relacionados con la estabilización tarifaria del sector eléctrico, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de optimizar y clarificar la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, además de ajustar aspectos temporales y financieros en relación con la estabilización de tarifas reguladas. Asimismo, modificó la Ley N°21.472, específicamente en temas de regulación de precios, el manejo del Fondo de Estabilización y la implementación de cargos para su financiamiento. De este modo, estableció la forma de distribuir los recursos del Fondo de estabilización, plazos y procedimientos para la dictación de decretos tarifarios de PNP, instrucciones para la actualización de los niveles de precios, aplicación de descuentos, cobros extra con fines de recaudación y diversas consideraciones en el contexto de la Ley Eléctrica.

El actual suministro está vinculado a los siguientes procesos de licitaciones:

Licitación/Año	Adjudicación	N° Contratos	Inicio	Fin
2010-01	2010	8	01-ene-13	31-dic-26
2013-03 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
2015-02	2015	9	01-ene-19	31-dic-36
2015-01	2016	28	01-ene-21	31-dic-41
2017-01	2017	3	01-ene-21	31-dic-43
2021-01	2021	3	01-ene-26	31-dic-40
2022-01	2022	1	01-ene-27	31-dic-41
2023-01	2024	2	01-ene-27	31-dic-47