



**ANALISIS RAZONADO A LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

Correspondientes al período terminado el
31 de marzo de 2026



1. Análisis comparativo

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

- La Ganancia del año asciende a M\$14.400.458, mostrando un incremento respecto a la ganancia alcanzada a marzo de 2025 por M\$10.918.116, lo que se explica principalmente por un aumento en la ganancia bruta.

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

		31.03.2026	31.03.2025
Ganancia del año	(M\$)	14.400.548	10.918.116
Ganancia por acción	(\$)	2.380	1.804
Valor libro de la acción	(\$)	164.205	159.382

- La Compañía muestra una razón de endeudamiento a marzo 2026 y 2025 de un 1,4 y 1,5 respectivamente.
- Con fecha 14 de diciembre de 2017, en Junta Extraordinaria de Accionistas, los accionistas de Chilquinta Distribución S.A. (antes Chilquinta Energía S.A.) aprobaron el otorgamiento de una prenda sin desplazamiento sobre las acciones que la Compañía tiene sobre la Compañía asociada Eletrans S.A. Dicha prenda se otorga con el objeto de garantizar las obligaciones de Eletrans S.A. emanadas de la emisión de un bono internacional y venta a inversionistas privados de título de deuda garantizados preferentemente, por un monto de US\$180.000.000, el cual fue colocado con fecha 10 de enero de 2018, al amparo de la Regla 4(a)(2) de la Ley de Valores de los Estados Unidos de América (Securities Act) de 1933, con vencimiento el 28 de diciembre de 2037, a una tasa de interés de 4,06% anual, actuando como colocadores de la emisión, Scotia Capital (USA) Inc. y Santander Investment Securities Inc.

Para garantizar el pago de las obligaciones asumidas, en la Filial Eletrans S.A. se constituyeron las siguientes garantías:

1. Prenda sin desplazamiento sobre todos los activos físicos de la Sociedad, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir;
2. Prenda sin desplazamiento sobre dinero e inversiones permitidas de la Sociedad, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir;
3. Prenda comercial sobre los derechos de la Sociedad emanados de los decretos de adjudicación de los proyectos de Línea de Transmisión, decretos de concesión eléctrica y contratos relevantes, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir;
4. Cesión Condicional de los derechos de la Sociedad emanados de los decretos de adjudicación de los proyectos de Línea de Transmisión y contratos relevantes, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir;
5. Mandatos para el cobro de boletas de garantía y otros documentos de garantía en beneficio de la Sociedad, conforme a los contratos relevantes;



6. Prenda sin desplazamiento sobre las cuentas asociadas a los proyectos de Línea de Transmisión y Acuerdos de Subordinación asociado a esas cuentas, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir; y
 7. Hipoteca sobre el inmueble donde se emplaza la Subestación Pichirropulli, incluyendo prohibición de transferir o prometer transferir.
- Chilquinta Energía S.A., registró líneas de bonos a 10 y 30 años inscritas bajo los N°1154 y N°1155 respectivamente. Ha quedado sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) a contar del 23 de octubre de 2023 para los bonos a 10 años, y del 26 de octubre de 2023 para los bonos a 30 años.
 - Las filiales directas e indirectas de la Compañía, tienen una significativa participación en el sector de energía, sub sector energía eléctrica, constituyéndose en las principales distribuidoras de energía eléctrica en sus zonas de operación, que cubren parte de la Quinta Región y en zonas rurales de la Séptima Región del país. Chilquinta Distribución S.A., filial de la Compañía, es una empresa de distribución eléctrica que opera en la zona de concesión que incluye las provincias de Valparaíso, San Antonio, Petorca, San Felipe, Quillota y Los Andes, representando el 70% de la superficie de la Quinta Región y atendiendo a 687.796 clientes. Sus filiales Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A., distribuye energía eléctrica a 161.337 clientes en las regiones V y VII.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Compañía y sus filiales, 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.

La Compañía a través de sus filiales **Transquinta S.A., Eletrans S.A., Eletrans II S.A., Eletrans III S.A., Litoral Transmisión S.A., Luzparral Transmisión S.A., Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. y Chilquinta Transmisión S.A.** participa en el mercado de empresas eléctricas de transmisión (transporte) y comercialización de energía. **Compañía de Telecomunicaciones Interluz S.A.** participa en el mercado de empresas de servicios.

Por último, la Compañía a través de su filial **Enerquinta S.A.**, tiene una activa participación en la industria eléctrica otorgando espacios para la generación de iniciativas, desde ámbitos como la generación distribuida fotovoltaica y la eficiencia energética, con la finalidad de contribuir a la transmisión energética desde el territorio, ante los efectos que ha tenido el cambio climático en la Región de Valparaíso y el país.



Estado de resultados integrales

Estados de resultados integrales por función	31.03.2026 M\$	31.03.2025 M\$	Variación %
Ingresos de actividades ordinarias	157.108.241	162.023.269	-3,0%
Costo de ventas	(112.466.575)	(120.108.789)	-6,4%
Ganancia Bruta	44.641.666	41.914.480	6,5%
Otros ingresos por función	2.777.242	2.509.508	10,7%
Gastos de administración	(18.080.734)	(17.059.674)	6,0%
Otros gastos por función	(30.221)	(10.092)	199,5%
Otras ganancias (pérdidas), netas	(1.057.370)	(295.468)	257,9%
Ganancias de actividades operacionales	28.250.583	27.058.754	4,4%
Ingresos financieros	401.557	373.013	7,7%
Costos financieros	(9.642.695)	(10.207.563)	-5,5%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	100,0%
Diferencias de cambio	(66.881)	(290.437)	-77,0%
Resultado por unidades de reajuste	(510.353)	(1.945.587)	-73,8%
Ganancia antes de impuestos	18.432.211	14.988.180	23,0%
Gastos por impuestos a las ganancias	(4.031.663)	(4.070.064)	-0,9%
Ganancia	14.400.548	10.918.116	31,9%

Ganancia Bruta

Los ingresos de actividades ordinarias del año disminuyeron a M\$157.108.241 (marzo 2025: M\$162.023.269), mostrando un decremento de un 3% que se explica, principalmente, por una disminución de los ingresos por venta de energía y los ingresos por ventas de peajes y transmisión y parcialmente compensado por un incremento en la prestación de servicios y otras ventas.

Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M\$121.843.701 (marzo 2025: M\$126.158.241) mostrando una disminución de un 3,4% respecto al mismo período del año 2025 y representan el 77,6% (marzo 2025: 77,9%), del total de ingresos por actividades ordinarias. La variación se explica principalmente por un efecto precio en relación al volumen de físicos facturados e indexación.

Los ingresos por peajes en transmisión ascendentes a M\$26.457.957 (marzo de 2025: M\$27.341.817) muestran un decremento de un 3,2%, y representan un 16,8% (marzo de 2025: 16,9%), respectivamente, del total de ingresos por actividades ordinarias.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M\$8.579.201 (marzo 2025: M\$8.273.455) muestran un aumento de un 3,7% respecto al mismo período del año 2025 y representan un 5,5% (marzo de 2025: 5,1%), del total de ingresos por actividades ordinarias, esto debido principalmente a un incremento en los servicios de peajes.

Los otros ingresos ordinarios descendieron a M\$227.382 (marzo de 2025: M\$249.756) mostrando un decremento de un 9% respecto al mismo período del año 2025, representando un 0,1% (marzo de 2025: 0,2%), respectivamente, del total de los ingresos de actividades ordinarias.

Los costos de ventas del año ascienden a M\$112.466.575 (marzo 2025: M\$120.108.789) mostrando una disminución de un 6,4% respecto al mismo período del año anterior debido a un decremento en la compra de energía.



Las compras de energía y potencia ascendieron a M\$93.088.149 (marzo 2025: M\$101.107.399), las cuales representan el 82,8% (marzo 2025: 84,2%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M\$28.755.552 (marzo 2025: M\$25.050.842) que representan un 23,6% (marzo 2025: 19,9%) sobre las ventas de energía y un 18,3% (marzo 2025: 15,5%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		31.03.2026	31.03.2025
Ventas de energía	(M\$)	121.843.701	126.158.241
Ventas peajes y transmisión	(M\$)	26.457.957	27.341.817
Servicios asociados al suministro	(M\$)	8.579.201	8.273.455
Otros ingresos ordinarios	(M\$)	227.382	249.756
Total ingresos ordinarios	(M\$)	157.108.241	162.023.269
Compra de energía	(M\$)	(93.088.149)	(101.107.399)
Otros costos	(M\$)	(19.378.426)	(19.001.390)
Total costos de ventas	(M\$)	(112.466.575)	(120.108.789)
Ganancia bruta	(M\$)	44.641.666	41.914.480

Otras ganancias (pérdidas) distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, por M\$26.209.455 (marzo 2025 pérdida de M\$26.926.300), compuesta principalmente por los rubros Gastos de administración por M\$18.080.734, Costos financieros por M\$9.642.695 y Otras ganancias (pérdidas) por M\$1.057.370 y compensados parcialmente por Otros ingresos por función por M\$2.777.242. La disminución de la pérdida neta se explica principalmente por un incremento en los gastos de administración.



Estados de situación financiera

Estados de situación financiera	31.03.2026 M\$	31.12.2025 M\$	Variación %
Total activos corrientes	261.775.419	272.410.766	-3,9%
Total activos no corrientes	2.150.150.871	2.123.227.277	1,3%
Total activos	2.411.926.290	2.395.638.043	0,7%
Total pasivos corrientes	426.384.367	430.951.651	-1,1%
Total pasivos no corrientes	991.845.560	996.812.618	-0,5%
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	959.521.491	934.628.993	2,7%
Participaciones no controladoras	<u>34.174.872</u>	<u>33.244.781</u>	2,8%
Total patrimonio	993.696.363	967.873.774	2,7%
Total pasivos y patrimonio	2.411.926.290	2.395.638.043	0,7%

Activos corrientes

Presenta un decremento de un 3,9% respecto a diciembre de 2025, originada principalmente por la disminución en el rubro Efectivo y equivalentes al efectivo y Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un incremento de un 0,8% con respecto a diciembre de 2025, que se explica principalmente, por la diferencia de cambio producto del proceso de conversión a la moneda de presentación de las subsidiarias con moneda funcional dólar, complementado por un mayor nivel depreciación.

Activos no corrientes

Muestra un incremento de un 1,3% con respecto a diciembre de 2025, principalmente por un aumento en los rubros Activos intangibles distintos a la plusvalía, Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y el rubro de Propiedades, planta y equipo, neto, compensado parcialmente por un decremento en el rubro Otros activos no financieros, no corrientes.

Pasivos corrientes

Presenta un decremento de un 1,1% respecto a diciembre de 2025, explicado principalmente por una disminución en el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y Otras provisiones, corrientes, parcialmente compensado por un aumento en el rubro Otros pasivos financieros, corrientes y Otros pasivos no financieros, corrientes.



Pasivos no corrientes

Este rubro presenta una disminución de un 0,5% con respecto a diciembre de 2025, principalmente por una disminución en el rubro Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, no corrientes, compensando parcialmente por un aumento en el rubro Otros pasivos financieros, no corrientes y Pasivos por impuestos diferidos.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un aumento neto de un 2,7%, explicado principalmente por un aumento en el rubro Otras reservas relacionadas al efecto de la diferencia de cambio en el proceso de conversión de las inversiones sobre los Estados Financieros de las subsidiarias cuya moneda de presentación y funcional es el dólar americano a la moneda de presentación y funcional de la Compañía matriz Chilquinta Energía S.A., parcialmente compensando por el rubro Ganancias acumuladas.

Cuadro de ratios

		31.03.2026	31.12.2025
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	0,61	0,63
Prueba acida	(veces)	0,60	0,62
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	1,43	1,48
Proporción deuda corriente	(%)	30,06	30,18
Proporción deuda no corriente	(%)	69,94	69,82
		31.03.2026	31.03.2025
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	5,50	8,00
Ganancias / activos	(%)	2,15	2,95
Cobertura costos financieros	(veces)	2,91	2,47

Liquidez Corriente y Razón Ácida

A marzo de 2026 ratio de Liquidez corriente y Prueba ácida fue de 0,61 veces (diciembre 2025 ratio 0,63 veces), reflejando una leve variación respecto del año anterior, esto se explica principalmente por movimientos en los rubros Efectivo y equivalente al efectivo y Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Razón de Endeudamiento

Al 31 de marzo de 2026, la razón de endeudamiento se situó en 1,43 veces, reflejando una leve variación de 1,48 veces con respecto de diciembre de 2025.

Proporción Deuda Corriente/Deuda No Corriente

Al 31 de marzo de 2026, la proporción de deuda corriente alcanzó 30,06% (30,18% al 31 de diciembre de 2025), mientras que la deuda no corriente representó 69,94% (69,82% al 31 de diciembre de 2025), aumentando la participación del corto plazo en la estructura de deuda. Su composición se explica



principalmente por pasivos financieros, cuentas por pagar y saldos con partes relacionadas, junto con provisiones e impuestos, tanto en el corto como en el largo plazo.

Rentabilidad Patrimonial

Al 31 de marzo de 2026, la rentabilidad patrimonial registró una disminución respecto a marzo de 2025, pasando de 8% a 5,50%, explicada principalmente por una disminución en la utilidad anualizada, junto con un aumento del patrimonio, pese al mayor resultado obtenido en el período marzo 2026 respecto a marzo 2025.

Rentabilidad del Activo

Al 31 de marzo de 2026, la rentabilidad del activo alcanzó un 2,15%, disminuyendo respecto al 2,95% registrado al 31 de marzo de 2025. Esta variación se explica principalmente por una disminución en la utilidad anualizada, pese al mayor resultado obtenido en el período marzo 2026 respecto a marzo 2025, junto con una leve variación en el total de activos de la Compañía.

Cobertura de Gastos Financieros

La cobertura de gastos financieros al 31 de marzo de 2026 se situó en 2,91 veces, aumentando respecto a las 2,47 veces registradas al 31 de marzo de 2025. Esta variación se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, junto con una disminución en los gastos financieros respecto al mismo período del año anterior.

2. Valor libro de los Activos y Pasivos

Respecto del valor libro y económico (valor justo) de los activos cabe mencionar lo siguiente:

- El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de situación financiera del año, 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.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes: Estos instrumentos se encuentran valorizados a costo amortizado, y corresponden principalmente a cuentas por cobrar por venta de energía, las cuales serán cobradas en el corto y largo plazo. Estas cuentas no se transan en un mercado formal. Dado lo anterior, la Compañía determina que esta medición, es una buena aproximación a su valor razonable.
- Las existencias de materiales eléctricos, calificados como repuestos e inversión en nuevas instalaciones de distribución, son valorizadas al costo o Valor neto de Realización (VNR), considerando una deducción por obsolescencia, y no exceden a sus respectivos valores de realización. El método de costeo utilizado corresponde a "Precio Promedio Ponderado".
- Los activos declarados como prescindibles y sus pasivos directamente asociados se presentan bajo los rubros Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta y Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta respectivamente y se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta, deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de depreciarse y amortizarse (en caso de activos intangibles) desde el momento de su clasificación.



- Los bienes que componen el rubro Propiedades, planta y equipos son presentados 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 período de construcción y los costos de financiamiento de la misma, en caso de existir éstos últimos.
- Los activos por derecho a uso comprenden el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento, los pagos por arrendamiento realizados antes o a contar de la fecha de comienzo. Los activos por derecho a uso son posteriormente medidos al costo menos depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro de valor y son depreciados durante el período menor entre el plazo del arrendamiento y la vida útil del activo subyacente.
- La depreciación es calculada individualmente para cada bien, según el método lineal, de acuerdo con los años de vida útil estimada de uso 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 NIIF 36. Las licencias de software se clasifican en el rubro de “Activos intangibles distintos de la plusvalía” a costo histórico de adquisición y su amortización es calculada según el método lineal en un período promedio de 72 meses.
- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes: Estos instrumentos corresponden principalmente a cuentas por pagar por operación de contratos de cuenta corriente mercantil y servicios recibidos de entidades relacionadas. Su pago es a corto plazo y no se transan en un mercado formal. En el caso del saldo no corriente, corresponde a un préstamo otorgado el cual tiene definido una tasa de interés de mercado referido al plazo y moneda del mismo. De acuerdo a estas características su valorización a costo amortizado es considerada una buena aproximación al valor razonable.
- Los activos y pasivos expresados en moneda extranjera y/o reajustables, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio.
- En resumen, los activos y pasivos se registran de acuerdo a los pronunciamientos contables emitidos por el IASB y a normas impartidas por la Comisión para el Mercado Financiero.

3. Mercado en que participa la Empresa

Distribución de energía Eléctrica

La industria de distribución eléctrica ha sido objeto de un importante proceso de consolidación, lo cual ha generado que la mayor de la parte 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 éstos 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 131° a 135° 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, además, la aplicación de la leyes 21.185, 21.472 y 21.667, relacionadas con la estabilización tarifaria de precios de energía de clientes regulados.

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.

- 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 optimizada y eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE mediante el estudio de VAD, para el cual se fijan áreas típicas de acuerdo a criterios económicos, tales como densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida, estas áreas típicas se componen por una agrupación de empresas distribuidoras con características similares respecto de los criterios económicos mencionados, luego se define para cada una de ellas una empresa de referencia para la empresa que se modelara en el estudio de VAD. El estudio consiste en simular una empresa modelo eficiente que opera en una determinada zona geográfica, para cada área típica definida, esta empresa tendrá las mismas restricciones que tiene la distribuidora de referencia, de esta forma se determinarán sus costos, inversiones y pérdidas las cuales serán llevadas a tarifa.

La tarifa es fijada para cada una de las empresas modelo de la respectiva área típica, y de acuerdo al artículo 185 de la Ley General de Servicios Eléctricos, una vez determinadas las tarifas básicas preliminares, se determinará la tasa de rentabilidad económica después de impuesto a las utilidades de la industria, la cual no puede ser superior a un 10 % e inferior a un 3%. Actualmente las tarifas relacionadas a este proceso están fijadas en el Decreto N°5T de 31 de mayo de 2024, el cual corresponde al cuatrienio 2020 – 2024.

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.



Transmisión de Energía Eléctrica:

En los sistemas de transmisión se distinguen los siguientes segmentos: sistema de transmisión nacional, sistemas para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema Transmisión Dedicada, también forman parte de los sistemas de transmisión los sistemas de interconexión internacionales. Todos los sistemas de transmisión se rigen por acceso abierto. Respecto a la remuneración de dichas instalaciones, son tarifas reguladas, a excepción de los sistemas dedicados que son contratos entre privados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria o determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados.

4. Estados de flujos de efectivo

Estados de flujo de efectivo directo	31.03.2026 M\$	31.03.2025 M\$	Variación %
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	413.028	22.311.612	-98,1%
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(8.845.714)	(6.861.938)	28,9%
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	5.838.505	(5.718.423)	-202,1%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(2.594.181)	9.731.251	-126,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	807.827	(1.307.371)	-161,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año	48.015.641	35.636.768	34,7%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	46.229.287	44.060.648	4,9%

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M\$413.028 (marzo 2025: M\$22.311.612) mostrando un decremento de un 98,1%. Esta variación negativa se explica por un aumento en los Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por M\$229.631.217 (marzo 2025: M\$180.102.879), Impuestos a las ganancias pagados por M\$7.394.969 (marzo 2025: M\$1.313.788) y Otras salidas de efectivo por M\$11.628.127 (Otras entradas de efectivo marzo 2025: por M\$1.316.888), compensando parcialmente por un aumento en los Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por M\$256.015.443 (marzo 2025: M\$211.985.883).



- El flujo neto utilizado en actividades de inversión presenta un valor negativo de M\$8.845.714 (marzo 2025: M\$6.861.938), variación se explica principalmente por mayores desembolsos en adquisiciones de propiedades, planta y equipo.
- Se presenta un flujo neto positivo de las actividades utilizado de financiación por M\$5.838.505 (marzo 2025: flujo neto negativo de M\$5.718.423), variación explicada principalmente por un mayor importe procedentes de préstamos de corto plazo y compensado por el efecto neto de préstamos a entidades relacionadas.
- Se muestra un efecto negativo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por M\$807.827 (marzo 2025 flujo neto negativo de M\$1.307.371) producto de la exposición cambiaria de Efectivo y equivalentes de efectivos en dólares estadounidenses.
- Como resultado de lo anteriormente indicado, en el año se origina un decremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M\$2.594.181 (marzo 2025: flujo neto positivo de M\$9.731.251), quedando la posición final del período en M\$46.229.287 (marzo 2025: flujo neto positivo de M\$44.060.648).

5. Análisis de Riesgo de Mercado

Cambio de la regulación.

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.

Fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados, y fijación de cargos de transmisión.

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 cuatrienio 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 cuatrienio 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, cuatrienio 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.

Calidad del suministro.

El marco regulatorio del sector eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, establece ciertos requisitos a las empresas distribuidoras. De no cumplir estos requerimientos, las empresas distribuidoras pueden ser objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), tales como multas o compensaciones a los usuarios del servicio.



El 3 de mayo de 2024 se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°209, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que fija la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD) y su Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC). Esta nueva versión de norma contempla una serie de modificaciones tendientes a mejorar la calidad del servicio eléctrico entregado a los clientes, modernizar las redes eléctricas y robustecer las potestades fiscalizadoras de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entre otras materias.

Contratos de suministros

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados. Esto de acuerdo con lo establecido en la propia Ley General de Servicios Eléctricos, contratos que, de acuerdo a lo establecido en NIC 39 y NIIF 9, no cumplen con las características para ser clasificados como instrumentos derivados.

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

6. Análisis de Riesgo Financiero

La exposición de Chilquinta Energía S.A. y sus filiales a los riesgos financieros se genera de distintas maneras, las cuales son evaluadas y mitigadas a través de su política de administración financiera. En estas se desarrollan y aplican las gestiones de riesgos necesarias para mantener en equilibrio los flujos provenientes de las operaciones y los pasivos de la Compañía.

Lo anterior está basado en una política de estricto cumplimiento normativo, a través de las buenas prácticas corporativas y una correcta identificación, medición y supervisión de los riesgos a los que se expone la Compañía.

Los principales riesgos financieros a los que se expone la Compañía y filiales son:

Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo por Tipo de Cambio se deriva de la posibilidad de tener cuentas en una moneda extranjera de mayor volatilidad, lo cual provoque cambios significativos en los activos o pasivos de la Compañía, alterando de por sí los flujos finales.

La Compañía está expuesta a este riesgo debido a que, al 31 de marzo de 2026 (no auditado), posee deuda de corto plazo y activos financieros denominados en dólares estadounidenses y renminbis chinos. La deuda se compone de un préstamo bancario de corto plazo con un principal de US\$60 millones y un préstamo bancario de corto plazo con un principal de RMB\$250 millones. Los activos financieros en dólares corresponden a préstamos efectuados a sociedades filiales, los cuales han sido financiados principalmente por la deuda contraída en dólares.



El riesgo de tipo de cambio asociado al financiamiento de dólares se considera bajo debido a que las posiciones de activos y pasivos son aproximadamente similares, por lo que las variaciones en el tipo de cambio se compensan, generando una estructura de cobertura ante este riesgo.

Por su parte, la deuda en renminbis (RMB) ha sido cubierta con la contratación de un derivado swap de monedas con un banco local. De esta forma, tanto los pagos de intereses como el pago final del principal han sido fijados y convertidos a pesos chilenos, reduciendo el riesgo que las variaciones de tipo de cambio afecten los desembolsos para la liquidación de la deuda.

Con respecto a los flujos operacionales de la Compañía y sus filiales, estos provienen principalmente de su participación en el negocio eléctrico, por lo tanto, es importante mencionar que aun cuando el costo de la energía está indexado a variables como el tipo de cambio, estas son transferidas a sus clientes a través de la tarifa, de esta forma su impacto en los resultados de la sociedad es mínimo.

Riesgo de variación de Unidad de Fomento

Este riesgo se refiere a la posibilidad de la Compañía de estar expuesta a cumplir con obligaciones, cuyos montos estén expresados en Unidades de Fomento y que se vean afectados por las condiciones imperantes de la economía.

La principal fuente de ingresos de la Compañía y sus filiales proviene de las ventas de energía, cuya tarifa incluye en sus factores de actualización la inflación interna la cual genera una cobertura natural de una parte importante de las obligaciones financieras.

Dado lo anterior, se considera que el riesgo a la variación de la unidad de fomento es bajo para la Compañía y sus filiales.

Finalmente, la Compañía, a través de su filial Chilquinta Distribución S.A., está expuesta a variaciones en la Unidad de Fomento debido a que posee un bono emitido en esta moneda. La sensibilización del riesgo de este instrumento financiero es descrita en una sección posterior.

Riesgo a la tasa de interés

El riesgo inherente a las tasas de interés se deriva de la posibilidad de estar expuesto a cumplir con obligaciones cuyas tasas estén sujetas a fluctuaciones, producto de las condiciones económicas reinantes en el mercado.

La Compañía y sus filiales no está afecta a este tipo de riesgo, debido a que al 31 de marzo de 2026 no posee obligaciones financieras condicionadas a tasas de interés variable.

Riesgo de crédito

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con la Compañía. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 2 categorías:

- a) **Activos financieros** - Corresponden a los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad de la Compañía de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en que se encuentren depositados.



Este riesgo para la Compañía y sus filiales es bajo, considerando que mantiene sólo saldos y depósitos a plazo en cuentas corrientes de bancos nacionales de primera línea en su estructura del estado de situación financiera al 31 de marzo de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025.

b) Deudores por ventas – Corresponde al riesgo de crédito proveniente de las cuentas por cobrar que resultan de la actividad comercial.

Este riesgo es muy limitado debido al corto plazo de cobro que poseen los clientes, ya que, en el caso de las empresas de distribución de energía, el corte del suministro es una potestad establecida por Ley ante incumplimientos por parte de los clientes, provocando que no se acumulen montos significativos individualmente.

La normativa que regula las empresas eléctricas facilita la gestión de cobranza a través de la suspensión del suministro, acción que facilita la recuperación de los saldos adeudados. Conforme a políticas y procedimientos vigentes, se efectúan además diversas acciones de cobranza administrativa que tienen por objetivo gestionar de manera oportuna el cobro de los saldos impagos, así como también, están contempladas acciones judiciales con la finalidad de mitigar la incobrabilidad.

No obstante, lo anterior, producto de la situación de pandemia por Covid 19, la morosidad se vio incrementado considerablemente producto de la aplicación de la Ley 21.249 y sus prórrogas, que impedían el corte de suministro por parte de las empresas de distribución eléctrica a aquellos clientes que mantenían deudas impagas. Luego, el 11 de febrero del 2022 fue publicada la Ley 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia Covid-19 y establece subsidios a clientes vulnerables.

De acuerdo a lo establecido en el último cuerpo legal y al Reglamento asociado y publicado el 17 de junio de 2022, las empresas debían descontar de las cuentas de suministro de sus clientes vulnerables, aquellas deudas comprendidas en el periodo de pandemia y prorratearlas en 48 cuotas mensuales, aportando el Estado a modo de subsidio, el equivalente al valor de cada una de ellas. Un aspecto relevante es que el valor de cada cuota no podía exceder el 15% de la facturación promedio del propio deudor, por lo que, si al cabo de los 48 meses se mantiene un saldo pendiente, este será extinguido.

La empresa cumplió lo establecido en esta normativa y extrajo de los saldos de sus clientes la deuda indicada, lo cual tuvo un efecto favorable en los saldos adeudados por este concepto. La estimación de incobrabilidad alcanza un 10,63% al 31 de marzo de 2026 (no auditado) y 9,40% al 31 de diciembre de 2025, del total bruto de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Riesgo de liquidez

Este riesgo está asociado a la capacidad de la Compañía y sus filiales para generar los flujos necesarios y, de esta forma, amortizar o refinanciar, a precios de mercado razonables, los compromisos financieros adquiridos, como también a su capacidad de ejecutar sus planes de negocios con fuentes de financiamiento estables.

Este riesgo para la Compañía y sus filiales es muy bajo, considerando que la generación de flujos es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial de la Compañía. Estos flujos son mantenidos en inversiones financieras de corto plazo en función de las necesidades de caja proyectadas para cada periodo. La Compañía y sus filiales presentó un saldo de efectivo y equivalente al efectivo de M\$46.229.287 al 31 de marzo de 2026 (no auditado) y de



M\$48.015.641 al 31 de diciembre de 2025, mientras que el Ratio de Liquidez es de 0,61 y 0,63 respectivamente.

Riesgo de precios de commodities

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, esto es fundamentalmente a través de operaciones de compra-venta de energía que se realizan dentro de su operación cotidiana en la zona de concesión definida.

Este riesgo para la Compañía y sus filiales es muy bajo, debido a que las variaciones en el precio de compra de energía son transferidas a las tarifas que se cobran a los clientes finales.