



ANALISIS RAZONADO A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondiente al periodo intermedio terminado
el 30 de septiembre de 2024



1. Análisis comparativo

Chilquinta Distribución S.A. al 30 de septiembre de 2024 destaca los siguientes hechos:

- La Ganancia del período asciende a M\$8.247.488, mostrando un incremento de un 22,4% respecto a la alcanzada a septiembre de 2023 por M\$6.737.858, lo que se explica principalmente por mayores Ingresos de actividades ordinarias por M\$301.153.512 (septiembre 2023: M\$289.098.576), complementada por la disminución de los gastos de administración por \$29.952.558 (septiembre 2023: M\$30.555.445), además de una disminución de los costos financieros por M\$6.213.738 (septiembre 2023: M\$6.328.054), compensando dicho efecto por una disminución en ingresos financieros de M\$428.719 (septiembre 2023: M\$1.774.215).

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

		30.09.2024	30.09.2023
Ganancia/ (Pérdida) del período	(M\$)	8.247.488	6.737.858
Ganancia/ (Pérdida) por acción	(\$)	2.293	1.874
Valor libro de la acción	(\$)	43.170	42.038

- La Compañía muestra una razón de endeudamiento a septiembre 2024 de un 2,9 y diciembre 2023 de un 2,8.
- La deuda vigente, al 30 de septiembre de 2024 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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el nivel de endeudamiento financiero respectivamente fue:



	30.09.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.658.915	5.508.391
Obligaciones financieras:		
Corrientes	3.122.438	1.212.041
No corrientes	177.914.883	172.622.114
Total obligaciones financieras	181.037.321	173.834.155
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	155.253.449	148.106.145
Participaciones no controladoras		
Total patrimonio	155.253.449	148.106.145
Nivel de endeudamiento financiero (veces)	1,10	1,14

- La Compañía tiene una significativa participación en el sector de energía, sub sector 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 672.878 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	30.09.2024 M\$	30.09.2023 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	301.153.512	289.098.576
Costo de ventas	(254.485.005)	(247.928.010)
Ganancia Bruta	46.668.507	41.170.566
Otros ingresos por función	5.231.227	7.157.881
Gastos de administración	(29.952.558)	(30.555.445)
Otros gastos por función	(71.524)	(69.897)
Otras ganancias, netas	(24.022)	543.593
Ganancias de actividades operacionales	21.851.630	18.246.698
Ingresos financieros	428.719	1.774.215
Costos financieros	(6.213.738)	(6.328.054)
Diferencias de cambio	(136.727)	(182.094)
Resultado por unidades de reajuste	(5.235.057)	(5.067.891)
Ganancia antes de impuestos	10.694.827	8.442.874
Gastos por impuestos a las ganancias	(2.447.339)	(1.705.016)
Ganancia	8.247.488	6.737.858



Ganancia Bruta

Los ingresos de actividades ordinarias del período ascendieron a M\$301.153.512 (septiembre 2023: M\$289.098.576), mostrando un incremento de un 4,2% que se explica, principalmente, por un aumento de los ingresos por venta de energía y servicios asociados a la distribución eléctrica.

Los ingresos por ventas de energía y potencia valorizados sumaron M\$284.975.215 (septiembre 2023: M\$273.055.015) mostrando un aumento de un 4,4% respecto al mismo período del año 2023 y representan el 94,6% (septiembre 2023: 94,5%), del total de ingresos por actividades ordinarias. La variación se explica principalmente por un efecto precio en relación al volumen de físicos facturados, aplicación de decretos por VAD y por provisiones por el diferencial de pérdidas asociadas a la compra de energía efectuadas en el período.

Las prestaciones de servicios asociados al suministro eléctrico por M\$16.178.297 (septiembre 2023: M\$16.043.561) muestran un aumento de un 0,8% respecto al mismo período del año 2023 y representan un 5,4% (septiembre de 2023: 5,5%), del total de ingresos por actividades ordinarias.

Los costos de ventas del período ascienden a M\$254.485.005 (septiembre 2023: M\$247.928.010) mostrando un aumento de un 2,6% respecto al mismo período del año anterior, debido al aumento en los costos de compra de energía.

Las compras de energía y potencia ascendieron a M\$229.889.814 (septiembre 2023: M\$225.294.451), las cuales representan el 90,3% (septiembre de 2023: 90,9%) del total de costos de ventas.

El margen bruto entre ventas y compras de energía es de M\$55.085.401 (septiembre 2023: M\$47.760.561) que representan un 19,3% (septiembre 2023: 17,5%) sobre las ventas de energía y un 18,3% (septiembre 2023: 16,5%) sobre los ingresos de actividades ordinarias.

Cuadro resumen		30.09.2024	30.09.2023
Ventas de energía	(M\$)	284.975.215	273.055.015
Compra de energía	(M\$)	-229.889.814	-225.294.451
Otros costos	(M\$)	-24.595.191	-22.633.559
Total costos de ventas	(M\$)	-254.485.005	-247.928.010
Servicios asociados al suministro	(M\$)	16.178.297	16.043.561
Ganancia bruta	(M\$)	46.668.507	41.170.566

Otras pérdidas distintas de la ganancia bruta, netas

Se presentan Otras pérdidas netas, distintas de la ganancia bruta, por M\$35.973.680 (septiembre 2023 pérdida de M\$32.727.692), explicadas principalmente por los rubros Gastos de administración por M\$29.952.558, Costos financieros por M\$6.213.738 y Resultado por unidades de reajustes por M\$5.235.057, compensados parcialmente por Otros ingresos por función por M\$5.231.227 e Ingresos financieros de M\$428.719. En el período septiembre 2023, la posición de pérdida neta se explica principalmente por el rubro Gastos de administración por M\$30.555.445, Costos financieros por



M\$6.328.054 y Resultado por unidades de reajustes por M\$5.067.891, compensado parcialmente por Otros ingresos por función por M\$7.157.881 e Ingresos financieros de M\$1.774.215.

Estados de situación financiera

Estados de situación financiera	30.09.2024 M\$	31.12.2023 M\$
Total activos corrientes	97.019.957	85.256.705
Total activos no corrientes	510.997.506	480.604.000
Total activos	608.017.463	565.860.705
Total pasivos corrientes	57.608.445	62.819.206
Total pasivos no corrientes	395.155.569	354.935.354
Total patrimonio	155.253.449	148.106.145
Total pasivos y patrimonio	608.017.463	565.860.705

Activos Corrientes

Presenta un aumento de un 13,8% respecto a diciembre de 2023, originado principalmente por el aumento en los rubros Efectivo y equivalentes al efectivo, otros activos no financieros, corrientes y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto, corriente.

Propiedades, planta y equipos, neto

Este rubro presenta un incremento de un 5,2% con respecto a diciembre de 2023, que se explica principalmente, por un aumento en el rubro Instalaciones de distribución hasta 23 Kv y equipos eléctricos, contemplados dentro de los niveles de inversión previstos por la Compañía, compensado por un mayor nivel depreciación.

Activos no corrientes

Muestra un aumento de un 6,3% con respecto a diciembre de 2023, principalmente por un aumento en el rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes y Propiedades, planta y equipos, netos compensados por la disminución en los rubros Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto y Otros activos no financieros, no corrientes

Pasivos corrientes

Presenta una disminución del 8,3% respecto a diciembre de 2023, explicado principalmente por una disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, compensado parcialmente por un aumento de las Cuentas por pagar comerciales corrientes y Otras provisiones corrientes.



Pasivos no corrientes

Este rubro presenta un incremento de un 11,3% con respecto a diciembre de 2023, principalmente por un aumento en los rubros Cuentas comerciales por pagar y Pasivos por impuestos diferidos.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un incremento neto de un 4,8%, explicado principalmente por la Ganancia del período neta, compensado por el reconocimiento del dividendo mínimo obligatorio.

Cuadro de ratios

		30.09.2024	31.12.2023
Liquidez:			
Liquidez corriente	(veces)	1,7	1,4
Prueba acida	(veces)	1,7	1,3
Endeudamiento:			
Deuda / patrimonio	(veces)	2,9	2,8
Cobertura costos financieros	(veces)	2,7	1,5
Proporción deuda corriente	(%)	12,7	15,0
Proporción deuda no corriente	(%)	87,3	85,0
Rentabilidad:			
Ganancias / patrimonio	(%)	3,9	3,1
Ganancias / activos	(%)	1,0	0,8

Liquidez Corriente y la Razón Ácida

Presenta una liquidez corriente razón acida de 1,7 veces, mostrando un aumento respecto al periodo de diciembre 2023 (1,4 veces) y es producto, principalmente, del aumento del rubro Efectivo y equivalentes al efectivo y el rubro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.

Razón de Endeudamiento

Al 30 de septiembre de 2024 alcanzó 2,9 veces, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos no corrientes, generado por un aumento el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes, compensado por una disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.

Proporción Deuda Corriente

A septiembre de 2024 fue de 12,7%, disminuyendo respecto a diciembre de 2023 que fue de 15%, principalmente por la disminución de los rubros Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes, compensada parcialmente por un incremento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes.

Proporción Deuda no Corriente

Presenta un aumento respecto a diciembre de 2023, pasando de 85% a 87,3%, producto principalmente del incremento en Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, no corrientes y Otros pasivos financieros, no corrientes.



Cobertura de Gastos Financieros

Al 30 de septiembre de 2024 fue de 2,7 veces, aumentando con respecto al valor presentado a diciembre de 2023 de 1,5 veces, principalmente debido por un aumento de ganancia anualizada en el presente año respecto del anterior.

Rentabilidad Patrimonial

Al 30 de septiembre de 2024, presenta un aumento respecto a diciembre 2023, pasando de 3,1% a 3,9%, la que se explica principalmente por la Ganancia anualizada.

Rentabilidad del Activo

Al 30 de septiembre de 2024 alcanzó un 1,0%, registrando un aumento con respecto del valor de 0,8% a diciembre 2023. La variación se explica principalmente por un aumento del resultado del ejercicio, además de un incremento neto de los activos de la Compañía, principalmente el rubro de efectivo y efectivo equivalente, Propiedades, planta y equipos, y deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes y no corrientes compensada parcialmente por una disminución de los activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.

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 período, 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 por venta corrientes y no corrientes, se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando por lo tanto una estimación de deterioro por pérdidas crediticias esperadas que cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.
- 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 estimados 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.
- Las cuentas y documentos por cobrar y/o pagar a entidades relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corrientes y no corrientes. 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 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

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 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.

Finalmente, el 5 de julio de 2024 se publica en el diario oficial el decreto de precio nudo promedio 7T, el cual tiene vigencia a partir del 1 de enero de 2024.

- **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 de fijación 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 2016 – 2022 que la rentabilidad de la industria era equivalente al 7,55%.

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, descongela las tarifas vigentes desde el 2019.



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 0,5 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	30.09.2024 M\$	30.09.2023 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	44.952.677	36.133.943
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de inversión	(19.454.417)	(23.044.380)
Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de financiación	(20.347.699)	(21.933.394)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	5.150.561	(8.843.831)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(37)	(34.468)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5.508.391	17.150.480
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	10.658.915	8.272.181

- El flujo neto positivo de las actividades provenientes de la operación es de M\$44.952.677 (septiembre 2023: M\$36.133.943) mostrando un aumento de un 24,4%. Esta variación positiva se explica por una disminución en los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por M\$292.030.879 (septiembre 2023: M\$304.406.116), disminución de intereses pagados por M\$39.665 (septiembre 2023: M\$286.981), compensada con el aumento de los cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios de M\$345.096.517 (septiembre 2023: valor positivo M\$338.979.883).



- El flujo neto utilizado en actividades de inversión presenta un valor negativo de M\$19.454.417 (septiembre 2023: flujo neto negativo de M\$23.044.380) principalmente por menos 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\$20.347.699 (septiembre 2023: flujo neto negativo de M\$21.933.394), principalmente por el pago de préstamos a entidades relacionadas y pago de intereses financieros. Compensado por un aumento en los préstamos empresas relacionadas.
- Se muestra un efecto negativo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por M\$37 (septiembre 2023: flujo neto negativo M\$34.468) 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 incremento neto del efectivo y equivalentes al efectivo de M\$ 5.150.561 (septiembre 2023: decremento por M\$ 8.843.831), quedando la posición final del período en M\$10.658.915 (septiembre 2023 M\$8.272.181).

5. Análisis de Riesgo de Mercado

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, y reforzada en el 2004, 2005 y 2019 que 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.

Con fecha 21 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó, en el diario oficial, el informe técnico preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias, el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N°574, de la Comisión, de 5 de octubre de 2023. El informe técnico definitivo (ver hecho posterior) de los Chilquinta Distribución S.A. Página 67 valores agregados de distribución para el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, fue aprobado mediante Resolución Exenta N°46 de la Comisión de 9 de febrero de 2024. El 7 de junio de 2024, se publicó el decreto 5T, el que tiene vigencia desde el 31 de mayo y fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, este decreto, además, descongela las tarifas vigentes desde el 2019.

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 procesos de licitaciones que permitirán abastecer el suministro eléctrico hasta el año 2043, y que son:



Licitación/Año	Adjudicación	N° Contratos	Inicio	Fin
2006	2006	3	01-ene-10	31-dic-24
2010	2010	8	01-ene-13	31-dic-26
2013-01	2013	2	01-ene-17	31-dic-24
2013-03	2014	1	01-ene-17	31-dic-25
2013-03 2do llamado	2014	21	01-ene-17	31-dic-33
2015-02	2015	9	01-ene-21	31-dic-41
2015-01	2016	31	01-ene-19	31-dic-36
2017-01	2017	5	01-ene-21	31-dic-43
2021-01	2021	5	01-ene-26	31-dic-40
2022-01	2022	2	01-ene-27	31-dic-41

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