



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

(Cifras expresadas en millones de pesos chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 418.092 millones a septiembre de 2024, lo que se compara positivamente con los Ch\$ 275.658 millones de utilidad neta a septiembre de 2023. Lo anterior se explica por mejores resultados en el segmento de generación, por un mix de generación más eficiente y mayores ventas de energía, compensados en parte por un menor nivel de comercialización de gas durante el presente año. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de Ch\$ 167.267 millones durante el 3T 2024, equivalente a un incremento de 3,3% respecto al 3T 2023.
- Los ingresos operacionales crecieron un 12,3% al totalizar Ch\$ 3.567.606 millones a septiembre de 2024, debido fundamentalmente a mayores ventas de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, parcialmente compensadas por una menor comercialización de gas en el Segmento de Generación durante el presente período. Durante el 3T 2024, los ingresos operacionales aumentaron un 21,2% al alcanzar Ch\$ 1.255.254 millones debido fundamentalmente a las mayores ventas de energía en ambos Segmentos de Negocio, unido a un mayor nivel de comercialización de gas durante el último trimestre en el Segmento de Generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 2.360.642 millones a septiembre de 2024, equivalente a un alza de 3,2% respecto a septiembre de 2023, explicada en gran medida por mayores costos por compras de energía en el Segmento de Distribución y Redes, compensados en parte por menores costos por compras de energía y consumo de combustibles en el Segmento de Generación. Durante el 3T 2024, los costos de aprovisionamientos y servicios presentaron un aumento de 23,7% al llegar a Ch\$ 777.080 millones, producto principalmente de mayores costos por compras de energía en el Segmento de Distribución y Redes, unido a mayores otros aprovisionamientos variables y servicios en el Segmento de Generación.
- Como resultado de lo descrito previamente, el EBITDA de Enel Chile registró un valor de Ch\$ 941.558 millones a septiembre de 2024, equivalente a un incremento de 46,3% respecto a septiembre de 2023. Análogamente, durante el 3T 2024, el EBITDA de la Compañía aumentó un 18,3% al alcanzar un valor de Ch\$ 379.815 millones.



- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 48.993 millones a septiembre de 2023 a uno por Ch\$ 105.976 millones a septiembre de 2024, explicado fundamentalmente por una pérdida generada por diferencias de cambio y mayores gastos financieros. Durante el 3T 2024, el resultado financiero registró un mayor gasto por Ch\$ 56.256 millones respecto al 3T 2023 al alcanzar un total de Ch\$ 57.397 millones producto principalmente de una pérdida generada por diferencias de cambio y menores ingresos financieros.
- Durante los primeros nueve meses de 2024, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Green Power Chile (EGP Chile), incorporó 249 MW de capacidad neta adicional al conectar la planta fotovoltaica Don Humberto (81 MW) y su sistema de almacenamiento de energía BESS (67 MW) en la zona centro del país, además de las baterías de las plantas El Manzano (67 MW) y la Cabaña 2 (34 MW).



RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta creció un 5,9% al alcanzar 18.584 GWh a septiembre de 2024 (+1.033 GWh), debido principalmente a un mayor despacho hidroeléctrico (+1.585 GWh), eólico (+445 GWh) y solar (+126 GWh). Durante el 3T 2024, la generación neta disminuyó un 7,6% (-533 GWh) al llegar a 6.465 GWh debido fundamentalmente a la mejor hidrología registrada durante el año 2023 y al menor despacho térmico durante el tercer trimestre de 2024.
- Las ventas físicas de energía se incrementaron un 11,5% respecto a septiembre de 2023, al totalizar 26.990 GWh (+2.792 GWh) durante los primeros nueve meses de 2024. Esto se explica básicamente por una mejora de las ventas a clientes regulados y en el mercado spot. Durante el 3T 2024, las ventas físicas aumentaron un 7,1% (+597 GWh) al totalizar 9.005 GWh, producto principalmente de mayores ventas en el segmento regulado y también a clientes libres.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 3,3% al llegar a Ch\$ 2.600.017 millones a septiembre de 2024, como resultado fundamentalmente de mayores ventas de energía asociadas a mayores ventas físicas y un mayor precio medio de venta expresado en pesos. Misma tendencia se observó durante el 3T 2024, con un incremento de 14,3% en los ingresos operacionales al alcanzar los Ch\$ 925.716 millones, reflejando las mayores ventas de energía y también una mayor comercialización de gas durante el último trimestre.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de Ch\$ 1.520.739 millones a septiembre de 2024, equivalente a una disminución de 13,7% explicada básicamente por menores costos por consumo de combustibles y comercialización de gas con relación a septiembre de 2023. Durante el 3T 2024, los costos de aprovisionamientos y servicios presentaron un alza de 7,8% al totalizar Ch\$ 483.876 millones, producto de mayores costos por compras de energía y por comercialización de gas.
- Como resultado de lo señalado previamente, el EBITDA del Segmento de Generación alcanzó un valor de Ch\$ 920.889 millones a septiembre de 2024, equivalente a un crecimiento de 51,0% con relación a igual período del año anterior. En términos trimestrales, el EBITDA registró un incremento de 24,0% al pasar de Ch\$ 309.188 millones en el 3T 2023 a Ch\$ 383.245 millones en el 3T 2024.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sep-24	sep-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Total Ventas (GWh)	26.990	24.198	11,5%	9.005	8.408	7,1%
Total Generación (GWh)	18.584	17.550	5,9%	6.465	6.997	(7,6%)



Distribución y Redes

- Las ventas físicas aumentaron un 3,1% respecto a septiembre de 2023 al llegar a 11.254 GWh a septiembre de 2024 (+342 GWh), principalmente en los segmentos industrial y comercial. Misma tendencia se registró durante el 3T 2024 con ventas físicas que totalizaron 3.847 GWh equivalente a un alza de 3,1% (+115 GWh) respecto al 3T 2023.
- El número de clientes creció un 1,6% a septiembre de 2024 al alcanzar un total de 2.153.129 usuarios finales, especialmente en los segmentos residencial y comercial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,1% en septiembre de 2023 a 5,8% en septiembre de 2024.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 33,8% con relación a septiembre de 2023 al registrar un valor de Ch\$ 1.284.020 millones producto esencialmente de mayores ventas de energía asociadas en parte a una mayor venta física. Durante el 3T 2024, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 453.711 millones, un 41,9% sobre el nivel mostrado en el 3T 2023 como resultado de las mayores ventas de energía.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron Ch\$ 1.132.986 millones a septiembre de 2024, equivalente a un alza de 39,0% respecto a igual período del año anterior, explicada principalmente por un mayor costo por compras de energía. Análogamente, durante el 3T 2024, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los Ch\$ 410.096 millones, equivalente a un incremento de 51,2% respecto al 3T 2023.
- Dado lo descrito previamente, el EBITDA del negocio de Distribución y Redes alcanzó un valor de Ch\$ 64.540 millones a septiembre de 2024, un 6,3% bajo el nivel registrado a septiembre de 2023. El EBITDA presentó similar tendencia en el 3T 2024 llegando a un total de Ch\$ 11.200 millones con una reducción de 48,0% en relación con el mismo período del año 2023.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Total Ventas (GWh)	11.254	10.912	3,1%	3.847	3.732	3,1%
Clientes	2.153.129	2.120.136	1,6%	2.153.129	2.120.136	1,6%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 358 millones respecto a diciembre de 2023, totalizando US\$ 4.765 millones en septiembre de 2024. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- Giros y prepagos de diversas líneas de crédito comprometida de Enel Chile con Enel Finance International por un monto neto de incremento de deuda de US\$ 540 millones en lo que va del año.
- La amortización de un Yankee Bond de Enel Generación Chile por US\$ 400 millones en abril de 2024.
- La amortización de la primera cuota de un préstamo bancario de Enel Chile y Enel Finance International por US\$ 81 millones aprox. en junio 2024 (US\$ 644 millones aprox. totalidad del préstamo original)
- La nueva deuda de Enel Chile con Citibank y un IRS asociado con BCI por US\$ 286 millones en mayo de 2024.
- El pago de la totalidad de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con BBVA/Mizuho por US\$ 100 millones en junio de 2024 (mes en que venció y se cerró dicha línea).
- La amortización de un préstamo bancario y un IRS asociado de Enel Chile con Banco Santander por US\$ 50 millones en junio de 2024.
- El giro de la totalidad de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con DNB Bank/Citibank por US\$ 150 millones en agosto de 2024.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 21 millones.
- Un aumento de US\$ 34 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

La liquidez disponible de Enel Chile se descompone en los siguientes factores:

Efectivo y equivalentes al efectivo	: US\$ 531 millones
Líneas de crédito comprometidas disponibles	: US\$ 750 millones

El costo promedio de la deuda en septiembre de 2024 aumentó a un 5,0% desde un 4,9% registrado en diciembre 2023.



Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y de interés, Enel Chile ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US\$ 231 millones y forwards por US\$ 368 millones.

A fin de reducir la volatilidad de los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Chile mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda, para lo cual cuenta con contratos swaps de tasa de interés por US\$ 286 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

- > Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que creó un *Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas* (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, no pudiendo ser superior 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 (PEC ajustado). Las diferencias de facturación producto de la aplicación de este mecanismo darían origen a una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la Resolución N° 340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de saldos de manera cronológica, pagándose de los saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada

sobre el total de saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

- > El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó 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 de Protección al Cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

Este fondo se financiará a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh.

El fondo es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de US\$ 20 millones anuales desde 2023 hasta el final de su vigencia, el 31 de diciembre de 2032, además de los US\$ 15 millones aportados en 2022. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley 21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

Con fecha 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta N°86, que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472. Posteriormente, con fecha 9 de agosto de 2023, la CNE emitió la Resolución Exenta N°334, que modifica la Resolución Exenta N°86, estableciendo, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la mencionada Ley.

Durante el mes de febrero de 2024 se alcanzó el límite de US\$ 1.800 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N° 21.472.

- > El 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, que, entre otros aspectos, establece:
 - Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente los costos reales del precio de la energía y potencia.
 - Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
 - Se aumenta el fondo MPC en US\$ 5.500 millones, de los cuales US\$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.



- Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al segundo semestre 2024 y a contar del decreto del primer semestre 2025 se les adicionará el cargo MPC.

Venta de Arcadia Generación Solar S.A.:

- > Con fecha 1 de enero de 2023, se perfeccionó la división de Enel Green Power Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva Compañía denominada Arcadia Generación Solar S.A., a la que se asignaron los activos y pasivos asociados a las plantas solares Carrera Pinto, Pampa Solar Norte, Diego de Almagro y Domeyko, e incorporándose a ella la totalidad de los accionistas de Enel Green Power Chile S.A. por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida. Con fecha 24 de octubre de 2023, Enel Chile concretó la venta de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Arcadia Generación Solar S.A., correspondiente a un 99,99% del capital, a Sonnedix Chile Arcadia SpA y Sonnedix Chile Arcadia Generación SpA. por una cantidad aproximada de US\$ 556 millones.



MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.716 MW¹ al 30 de septiembre de 2024. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 77%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.512 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.050 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 203 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado (%)				
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %	sept-24	sept-23
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	26.990	24.198	11,5%	9.005	8.408	7,1%	44,7%	41,4%

Segmento de Distribución y Redes

El negocio de Distribución y Redes es llevado a cabo por nuestras subsidiarias Enel Distribución Chile S.A. y Enel Colina S.A.

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, transmitiendo y distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen la zona de concesión de nuestra subsidiaria Enel Colina. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas, lo que la convierte en una de las empresas de distribución eléctrica para clientes regulados más grande de Chile.

¹ Incluye 249 MW de capacidad neta adicional durante los primeros nueve meses de 2024 y 2 MW adicionales por repotenciación de la capacidad instalada de la central hidroeléctrica Rapel. Capacidad adicional: cuando el primer circuito de aerogeneradores/campo fotovoltaico se conecta a la red y comienza a producir energía y todos los circuitos de aerogeneradores/campos fotovoltaicos se completan electromecánicamente. La capacidad que debe declararse como "adicional" se refiere a la capacidad nominal electromecánica completada.

² Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).



ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)				
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %	sept-24	sept-23
Negocio de Distribución y Redes	11.254	10.912	3,1%	3.847	3.732	3,1%	5,8%	5,1%

Otra Información	sept-24	sept-23	Var %
Número de Clientes	2.153.129	2.120.136	1,6%
Clientes/Empleados	3.873	3.575	8,3%

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	sept-24	sept-23	sept-24	sept-23	sept-24	sept-23
Generación	2.330.603	2.063.693	(332.940)	(314.474)	1.997.663	1.749.219
Clientes Regulados	1.148.948	1.005.707	(291.661)	(280.974)	857.287	724.733
Clientes no Regulados	1.058.677	983.229	(41.279)	(33.500)	1.017.398	949.729
Ventas de Mercado Spot	122.978	74.757	-	-	122.978	74.757
Distribución y Redes	1.249.690	917.530	(15.026)	(13.310)	1.234.664	904.220
Residenciales	671.053	467.616	-	-	671.053	467.616
Comerciales	350.822	275.026	-	-	350.822	275.026
Industriales	94.099	99.244	-	-	94.099	75.644
Otros Consumidores	133.716	99.244	(15.026)	(13.310)	118.690	85.934
Eliminación Intercompañías de distinta Línea de negocio	(347.966)	(327.783)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	3.232.327	2.653.440	(347.966)	(327.784)	3.232.327	2.653.439
Variación en millones de Ch\$ y %	578.887	21,82%	-	-	578.888	21,82%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	3T2024	3T2023	3T2024	3T2023	3T2024	3T2023
Generación	798.084	716.080	(129.295)	(101.759)	668.789	614.321
Clientes Regulados	392.143	329.562	(116.173)	(88.549)	275.970	241.013
Clientes no Regulados	378.293	357.518	(13.122)	(13.210)	365.171	344.308
Ventas de Mercado Spot	27.648	29.000	-	-	27.648	29.000
Distribución y Redes	443.917	308.636	(5.188)	(5.698)	438.729	302.938
Residenciales	251.472	164.513	-	-	251.472	164.513
Comerciales	116.627	87.873	-	-	116.627	87.873
Industriales	32.334	22.534	-	-	32.334	22.534
Otros Consumidores	43.484	33.716	(5.188)	(5.698)	38.296	28.018
Eliminación Intercompañías de distinta Línea de negocio	(134.483)	(107.457)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.107.518	917.259	(134.483)	(107.457)	1.107.518	917.259
Variación en millones de Ch\$ y %	190.259	20,74%	-	-	190.259	20,74%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de septiembre de 2024, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 418.092 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 142.434 millones, o un 51,7% respecto a igual periodo del año anterior. En relación con el 3T 2024, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de Ch\$ 167.267 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 5.352 millones respecto a la utilidad de Ch\$ 161.916 millones obtenida el 3T 2023.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos	3.567.606	3.177.263	390.343	12,3%	1.255.254	1.035.976	219.278	21,2%
Ingresos ordinarios	3.508.088	3.059.025	449.063	14,7%	1.231.722	998.348	233.375	23,4%
Otros ingresos de explotación	59.518	118.238	(58.720)	(49,7%)	23.532	37.629	(14.097)	(37,5%)
Aprovisionamientos y Servicios	(2.360.642)	(2.287.556)	(73.087)	3,2%	(777.080)	(628.168)	(148.912)	23,7%
Compras de energía ⁽¹⁾	(1.538.157)	(1.271.839)	(266.317)	20,9%	(483.759)	(347.744)	(136.015)	39,1%
Consumo de combustible	(282.465)	(452.487)	170.022	(37,6%)	(68.673)	(104.249)	35.576	(34,1%)
Gastos de transporte	(288.320)	(269.323)	(18.997)	7,1%	(111.872)	(101.145)	(10.727)	10,6%
Otros aprovisionamientos y servicios	(251.701)	(293.905)	42.205	(14,4%)	(112.776)	(75.030)	(37.745)	50,3%
Margen de Contribución	1.206.964	889.707	317.256	35,7%	478.174	407.808	70.366	17,3%
Trabajos para el inmovilizado	25.947	27.949	(2.002)	(7,2%)	7.907	10.274	(2.367)	(23,0%)
Gastos de personal	(121.677)	(124.020)	2.342	(1,9%)	(39.472)	(42.681)	3.209	(7,5%)
Otros gastos por naturaleza	(169.675)	(150.164)	(19.511)	13,0%	(66.795)	(54.307)	(12.488)	23,0%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	941.558	643.473	298.085	46,3%	379.815	321.094	58.721	18,3%
Depreciación y amortización	(222.588)	(183.243)	(39.344)	21,5%	(77.291)	(67.569)	(9.721)	14,4%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(14.883)	(10.420)	(4.464)	42,8%	(4.092)	(2.379)	(1.712)	72,0%
Resultado de Explotación (EBIT)	704.087	449.810	254.277	56,5%	298.432	251.145	47.287	18,8%
Resultado Financiero	(105.976)	(48.993)	(56.983)	116,3%	(57.397)	(1.141)	(56.256)	n/a
Ingresos financieros	62.018	66.055	(4.037)	(6,1%)	9.207	28.576	(19.369)	(67,8%)
Gastos financieros	(173.769)	(143.144)	(30.625)	21,4%	(54.053)	(56.457)	2.404	(4,3%)
Resultados por unidades de reajuste	21.893	9.201	12.692	137,9%	1.992	1.291	701	54,3%
Diferencia de cambio	(16.118)	18.896	(35.014)	(185,3%)	(14.543)	25.449	(39.992)	(157,1%)
Otros Resultados distintos de la Operación	6.448	8.634	(2.186)	(25,3%)	4.273	1.111	3.162	284,5%
Otras inversiones	(292)	1.833	(2.125)	(115,9%)	40	(57)	96	(169,5%)
Ventas de Activos	-	586	(586)	(100,0%)	-	-	-	n/a
Sociedades contabilizadas por método de participación	6.740	6.215	526	8,5%	4.234	1.168	3.065	262,4%
Resultado Antes de Impuestos	604.559	409.451	195.108	47,7%	245.308	251.115	(5.807)	(2,3%)
Impuesto sobre sociedades	(146.600)	(107.125)	(39.475)	36,9%	(61.977)	(75.741)	13.764	(18,2%)
Resultado del Periodo	457.960	302.327	155.633	51,5%	183.331	175.374	7.957	4,5%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	418.092	275.658	142.434	51,7%	167.267	161.916	5.352	3,3%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	39.868	26.669	13.199	49,5%	16.064	13.459	2.605	19,4%
Utilidad por acción \$ ⁽¹⁾	6,04	3,99	2,06	51,7%	2,42	2,34	0,08	3,3%

(1) Al 30 de septiembre de 2024 y 2023, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220.



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile acumulado al 30 de septiembre de 2024, alcanzó los Ch\$ 941.558 millones, presentando un aumento de Ch\$ 298.085 millones respecto al mismo período de 2023, equivalente a un incremento de un **46,3%**. Esta variación se da como resultado principalmente del aumento en las ventas de energía en los Segmentos de Generación y Distribución y Redes, unido a una disminución de los costos de explotación por consumo de combustibles y comercialización de gas, ambos en el Segmento de Generación

Durante el 3T 2024, el EBITDA consolidado alcanzó los Ch\$ 379.815 millones, presentando un aumento de Ch\$ 58.721 millones respecto al 3T 2023, explicado en gran medida por aumento en las ventas de energía en los Segmentos de Generación y Distribución y Redes, unido a un mayor nivel de comercialización de gas.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 30 de septiembre de 2024 y 2023, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-24	sep-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	2600.017	2516.147	83.870	3,3%	925.716	809.887	115.829	14,3%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	1284.020	959.358	324.661	33,8%	453.711	319.658	134.053	41,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(316.431)	(298.243)	(18.188)	6,1%	(124.173)	(93.569)	(30.604)	32,7%
Total Ingresos de Explotación Consolidados	3.567.606	3.177.263	390.343	12,3%	1.255.254	1.035.976	219.278	21,2%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1520.739)	(1761.327)	240.588	(13,7%)	(483.876)	(448.830)	(35.045)	7,8%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(1132.986)	(815.370)	(317.616)	39,0%	(410.096)	(271.248)	(138.848)	51,2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	293.083	289.142	3.941	1,4%	116.892	91.910	24.982	27,2%
Total Costos de Explotación Consolidados	(2.360.642)	(2.287.556)	(73.087)	3,2%	(777.080)	(628.168)	(148.912)	23,7%
Gastos de personal	(38.843)	(41.765)	2.923	(7,0%)	(13.078)	(15.035)	1.957	(13,0%)
Otros gastos por naturaleza	(119.546)	(103.372)	(16.174)	15,7%	(45.517)	(36.834)	(8.684)	23,6%
Total Segmento de Generación	(158.389)	(145.137)	(13.251)	9,1%	(58.595)	(51.868)	(6.727)	13,0%
Gastos de personal	(22.753)	(19.856)	(2.897)	14,6%	(7.340)	(5.941)	(1.399)	23,6%
Otros gastos por naturaleza	(63.741)	(55.260)	(8.481)	15,4%	(25.075)	(20.931)	(4.144)	19,8%
Total Segmento de Distribución y Redes	(86.493)	(75.116)	(11.378)	15,2%	(32.415)	(26.872)	(5.543)	20,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(20.524)	(25.981)	5.458	(21,0%)	(7.349)	(7.974)	625	(7,8%)
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	920.889	609.683	311.206	51,0%	383.245	309.188	74.057	24,0%
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	64.540	68.872	(4.332)	(6,3%)	11.200	21.539	(10.339)	(48,0%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(43.871)	(35.082)	(8.789)	25,1%	(14.630)	(9.634)	(4.997)	51,9%
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	941.558	643.473	298.085	46,3%	379.815	321.094	58.721	18,3%



EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación acumulado al 30 de septiembre de 2024 alcanzó los **Ch\$ 920.889 millones**, lo que representa un aumento de **Ch\$ 311.206 millones**, equivalente a un incremento de un **51%**, con respecto al mismo período de 2023. En cuanto a los resultados del **3T 2024**, el EBITDA de este segmento presentó un **aumento de Ch\$ 74.057 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

Las principales variables que explican este resultado se describen a continuación:

- Los **Ingresos de Explotación** acumulados al 30 de septiembre de 2024, alcanzaron los **Ch\$ 2.600.017 millones**, lo que representa un aumento de **Ch\$ 83.870 millones**, o un **3,3%** mayor a septiembre de 2023, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 266.910 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ventas físicas por **Ch\$ 236.050 millones**, correspondientes a +2.792 GWh, producto de mayores ventas a clientes regulados (+1.719 GWh), mayores ventas en el mercado spot (+709 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+364 GWh); y (ii) mayores ingresos asociados a un efecto positivo en el precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 64.561 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores ingresos por coberturas de tipo de cambio por **Ch\$ 39.881 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otras ventas por Ch\$ 121.876 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución en los resultados provenientes de cobertura de commodities por **Ch\$ 124.270 millones**, producto de menores operaciones realizadas en el período 2024 asociadas a un menor volumen de venta de gas.
- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 60.641 millones**, explicado principalmente por: (i) menor ingreso adicional por **Ch\$ 26.941 millones** generado por una optimización de los términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía y combustibles efectuada durante 2023; y (ii) menores ingresos por coberturas de commodities por **Ch\$ 35.523 millones**.

En lo que respecta al **3T 2024**, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **Ch\$ 925.716 millones**, lo que representa un **incremento de Ch\$ 115.829 millones** respecto al mismo periodo del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 82.004 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ventas físicas por **Ch\$ 60.788 millones**, correspondientes a +597 GWh, producto de mayores ventas a clientes regulados

(+516 GWh), mayores ventas en el mercado spot (+3 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+78 GWh); y (ii) mayores ingresos asociados a un efecto positivo en el precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 20.247 millones**.

- > **Mayores otras ventas por Ch\$ 49.309 millones**, explicado principalmente por un mayor ingreso por venta de gas por **Ch\$ 49.305 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 15.469 millones**, explicado principalmente por: (i) menores ingresos por operaciones de coberturas de commodities por **Ch\$ 24.756 millones**; y (ii) menores ingresos por servicios de regasificación por **Ch\$ 2.517 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor ingreso adicional por **Ch\$ 11.385 millones**, generado por una optimización de los términos comerciales considerados con proveedores de energía durante el año en curso.
- Los **Costos de Explotación** acumulados al 30 de septiembre de 2024, ascendieron a **Ch\$ 1.520.739 millones**, presentando una **disminución de Ch\$ 240.588 millones**, o un 13,7% inferior a septiembre de 2023, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 170.022 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo por consumo de gas por **Ch\$ 91.980 millones**, producto de una menor generación térmica unido a un menor precio medio de compra; (ii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **Ch\$ 67.545 millones**; y (iii) un menor costo por consumo de petróleo por **Ch\$ 10.497 millones**, producto fundamentalmente de una menor generación con este combustible.
 - > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 49.437 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por **Ch\$ 35.570 millones**; y (ii) un menor costo de venta en la comercialización de gas por **Ch\$ 16.242 millones**.
 - > **Menores compras de energía por Ch\$ 35.481 millones**, que se explican fundamentalmente por un menor precio promedio de compra expresado en pesos, a pesar de existir un aumento de las compras físicas, equivalente a +1.759 GWh (+1.981 GWh de compras a otras generadoras, compensado en parte por -222 GWh de compras en el mercado spot).

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 14.352 millones**, explicado por un mayor costo de regasificación y transporte de gas por **Ch\$ 27.066 millones**, parcialmente compensado por un menor gasto en peajes por **Ch\$ 12.714 millones**.

Durante el 3T 2024, los **Costos de Explotación** ascendieron a **Ch\$ 483.875 millones**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 35.045 millones** respecto al mismo periodo del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 33.645 millones**, explicado principalmente por: (i) un mayor costo de venta en la comercialización de gas por **Ch\$ 43.888 millones**, parcialmente compensado en parte por (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por **Ch\$ 6.893 millones**.
- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 32.386 millones**, debido fundamentalmente a un aumento de las compras físicas, equivalente a +1.129 GWh (+519 GWh de compras a otras generadoras y +610 GWh de compras en el mercado spot).
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 4.591 millones**, explicado principalmente por un mayor costo de regasificación y de transporte de gas por **Ch\$ 4.229 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 35.576 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) un menor costo por consumo de gas por **Ch\$ 17.101 millones**; y (iii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **Ch\$ 16.208 millones**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 38.843 millones** al 30 de septiembre de 2024, **disminuyendo en Ch\$ 2.923 millones** respecto a septiembre de 2023. Esta variación se explica principalmente por: (i) un menor gasto por pago de remuneraciones por **Ch\$ 1.718 millones**; (ii) una menor provisión de vacaciones por **Ch\$ 1.444 millones**; (iii) un menor gasto por beneficios a los empleados por conceptos tales como salud y calidad de vida, bono de desempeño anual y otros recurrentes por **Ch\$ 1.386 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) una menor activación de mano de obra por **Ch\$ 3.233 millones**, fundamentalmente en Enel Generación Chile, relacionados con el proyecto Los Cóndores, y (ii) un mayor gasto por concepto de indemnizaciones por **Ch\$ 1.676 millones**.

En términos trimestrales, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** ascendieron a **Ch\$ 13.078 millones** durante el 3T 2024, presentando una **disminución de Ch\$ 1.957 millones** respecto a igual trimestre del 2023, explicado principalmente por: (i) un menor gasto por beneficios a los empleados por conceptos tales como salud y calidad de vida, bono de desempeño anual y otros recurrentes por **Ch\$ 1.151 millones**; (ii) un menor gasto por pago de remuneraciones por **Ch\$ 597 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) una menor activación de mano de obra por **Ch\$ 1.556 millones**, fundamentalmente en Enel Generación Chile, relacionados con el proyecto Los Cóndores y (ii) un mayor gasto por concepto de indemnizaciones por **Ch\$ 1.532 millones**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** acumulados al 30 de septiembre de 2024, alcanzaron los **Ch\$ 119.546 millones**, **aumentando en Ch\$ 16.174 millones** respecto a septiembre de 2023, explicado fundamentalmente por: (i) un mayor gasto por primas de seguros por **Ch\$ 6.915 millones**; (ii) un mayor gasto por servicios de reparación y mantención por

Ch\$ 4.846 millones, producto de la entrada en operación de proyectos solares y eólicos; y (iii) un mayor gasto por servicios externalizados por **Ch\$ 2.518 millones**.

En el **3T 2024**, los **Otros Gastos por Naturaleza** ascendieron a **Ch\$ 45.517 millones**, aumentando en **Ch\$ 8.684 millones** respecto al 3T 2023, explicado fundamentalmente por: (i) un mayor gasto por primas de seguros por **Ch\$ 2.081 millones**; (ii) un mayor gasto por arrendamientos y cánones por **Ch\$ 1.162 millones**; y (iii) un mayor gasto por servicios de reparación y mantenimiento por **Ch\$ 1.110 millones**, producto de la entrada en operación de proyectos solares y eólicos.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó los **Ch\$ 64.540 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de **Ch\$ 4.332 millones**, equivalente a una reducción un **6,3%**, con respecto a septiembre del 2023. En cuanto a los resultados del **3T 2024**, el EBITDA de este segmento presentó una disminución de **Ch\$ 10.339 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

Las principales variables que explican este resultado se describen a continuación:

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **Ch\$ 1.284.020 millones** al 30 de septiembre de 2024, presentando un **aumento de Ch\$ 324.661 millones** respecto a los ingresos alcanzados en el mismo período de 2023. Esta variación, equivalente a un incremento de un **33,8%**, se explica principalmente por:
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 332.161 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 181.549 millones**;; (ii) un mayor ingreso por **Ch\$ 112.615 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas a septiembre de 2023, asociadas a la disposición denominada "beneficio al cliente final" establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor venta física de energía (+342 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes industriales y comerciales, por **Ch\$ 37.997 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 9.369 millones**, explicado por: un menor ingreso por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **Ch\$ 9.559 millones**, parcialmente compensado por un mayor ingreso por servicios de conexión por **Ch\$ 190 millones**.

Los **Ingresos de Explotación** del **3T 2024** alcanzaron los **Ch\$ 453.711 millones**, lo que representa un **incremento de Ch\$ 134.053 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 135.282 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de venta expresado en pesos por **Ch\$ 80.941 millones**; (ii) un mayor ingreso por **Ch\$ 41.026 millones**, producto de estimaciones de descuento en

la tarifa reconocidas a septiembre de 2023, asociadas a la disposición denominada “beneficio al cliente final” establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor venta física de energía (+115GWh), fundamentalmente en el segmento residencial y peajes por **Ch\$ 13.315 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 3.181 millones**, fundamentalmente por: menores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **Ch\$ 2.917 millones**.
- Los **Costos de Explotación** acumulados al 30 de septiembre de 2024, ascendieron a **Ch\$ 1.132.986 millones**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 317.616 millones** respecto a septiembre de 2023, equivalente a un 39% de alza, que se explica por:
 - > **Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 313.477 millones**, debido a: (i) un mayor precio medio de compra expresado en pesos por **Ch\$ 166.034 millones**; (ii) un mayor costo por **Ch\$ 112.615 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas al cierre de septiembre 2023, asociadas a la disposición denominada “beneficio al cliente final” establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor compra física en el periodo (+418 GWh) por **Ch\$ 34.828 millones**.
 - > **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 3.491 millones**, explicados principalmente por: (i) mayores multas SEC por un total de **Ch\$ 8.272 millones**; (ii) mayores costos por atenciones planes de emergencia call center por **Ch\$ 984 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) unos menores costos de servicio de valor agregado por **Ch\$ 2.792 millones**; (ii) unos menores costos asociados a corte y reposición por **Ch\$ 2.508 millones** y; (iii) una menor condonación de deudas a clientes comerciales por **Ch\$ 465 millones**.

Durante el **3T 2024**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **Ch\$ 410.096 millones**, **augmentando en Ch\$ 138.848 millones** respecto al 3T 2023. Esta variación se explica principalmente por:

- > **Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 134.700 millones**, explicado por: (i) un mayor precio medio de compra expresado en pesos por **Ch\$ 85.760 millones**; (ii) un mayor costo por **Ch\$ 41.026 millones**, producto de estimaciones de descuento en la tarifa reconocidas al cierre de septiembre 2023, asociadas a la disposición denominada “beneficio al cliente final” establecida por la Ley N°21.472; y (iii) una mayor compra física en el periodo (+86GWh) por **Ch\$ 7.914 millones**.
- > **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 3.390 millones**, explicados principalmente por: (i) mayores multas SEC por **Ch\$ 5.158 millones**, y; (ii) mayores costos por atenciones plan de emergencia call center por **Ch\$ 695 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) unos menores costos asociados a corte y reposición por **Ch\$ 1.234 millones**; (ii) unos menores costos de



servicio de valor agregado por **Ch\$ 612 millones**; y (iii) una menor condonación de deudas a clientes comerciales por **Ch\$ 617 millones**.

- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 22.753 millones** al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un **aumento de Ch\$ 2.897 millones** respecto a septiembre de 2023, como consecuencia principalmente de un mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por **Ch\$ 4.920 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **Ch\$ 1.845 millones**.

En lo que respecta al **3T 2024**, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 7.340 millones**, equivalente a un **aumento de Ch\$ 1.399 millones**, como consecuencia principalmente de: **(i)** un mayor gasto de remuneraciones por **Ch\$ 446 millones**; y **(ii)** una menor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por **Ch\$ 811 millones**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$ 63.741 millones** en términos acumulados al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un **aumento de Ch\$ 8.481 millones** comparado con el mismo período de 2023, explicado principalmente por un mayor costo en servicios de mantención y reparación de redes, como consecuencia de eventos climáticos extremos, que incluyen los eventos de fuerza mayor registrados el 1 y 2 de agosto del presente periodo.

Durante el **3T 2024**, los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$ 25.075 millones**, **aumentando en Ch\$ 4.144 millones** respecto al mismo período de 2023, también explicado principalmente por un mayor costo en servicios de mantención y reparación de redes, como consecuencia de los eventos de fuerza mayor registrados el 1 y 2 de agosto del presente periodo.

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:



ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas					
	sept-24			sept-23		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	920.889	(179.963)	740.926	609.683	(144.189)	465.494
Segmento Distribución y Redes	64.540	(54.262)	10.278	68.872	(47.490)	21.382
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(43.871)	(3.245)	(47.117)	(35.082)	(1.984)	(37.066)
Total Consolidados ENEL CHILE	941.558	(237.471)	704.087	643.473	(193.663)	449.810

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Trimestrales					
	3T2024			3T2023		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	383.245	(63.006)	320.239	309.188	(53.227)	255.961
Segmento Distribución y Redes	11.200	(17.068)	(5.868)	21.539	(15.221)	6.318
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(14.630)	(1.309)	(15.939)	(9.634)	(1.500)	(11.134)
Total Consolidados ENEL CHILE	379.815	(81.383)	298.432	321.094	(69.949)	251.145

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **Ch\$ 237.471 millones**, por el período terminado al 30 de septiembre de 2024, **umentando en Ch\$ 43.808 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por Ch\$ 39.344 millones**, explicado principalmente por: (i) **un mayor gasto en el Segmento de Generación por Ch\$ 34.953 millones**, producto fundamentalmente de un mayor gasto en EGP Chile por Ch\$ 46.881 millones, debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación fundamentalmente solares, unido a un efecto de aumento de tipo de cambio, parcialmente compensado por un menor gasto por Ch\$ 14.598 millones producto de la venta de la filial Arcadia Generación Solar S.A. y su consiguiente salida del perímetro de consolidación en octubre de 2023; (ii) **un mayor gasto en el Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 2.267 millones**, relacionado con el traspaso de nuevas inversiones a explotación; y (iii) **un mayor gasto en la matriz Enel Chile por Ch\$ 1.397 millones**, producto de una mayor depreciación de activos por derecho de uso, relacionados con el arriendo de la nueva sede corporativa del Grupo en MUT (Mercado Urbano Tobaraba).
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 4.464 millones**, que provienen principalmente del **Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 4.505 millones**, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.



Respecto al **3T 2024**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **Ch\$ 81.383 millones**, presentando un aumento de **Ch\$ 11.434 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica por: (i) un mayor gasto por depreciación y amortización por **Ch\$ 9.721 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación; y (ii) una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por **Ch\$ 1.712 millones**, principalmente en el Segmento de Distribución y Redes.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sep-24	sep-23	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ingresos Financieros	62.018	66.055	(4.037)	(6,1%)	9.207	28.576	(19.369)	(67,8%)
Gastos Financieros	(173.769)	(143.144)	(30.625)	21,4%	(54.053)	(56.457)	2.404	(4,3%)
Diferencias de Cambio	(16.118)	18.896	(35.014)	(185,3%)	(14.543)	25.449	(39.992)	(157,1%)
Resultados por Unidades de Reajuste	21.893	9.201	12.692	137,9%	1.992	1.291	701	54,3%
Total Resultado Financiero	(105.976)	(48.993)	(56.983)	116,3%	(57.397)	(1.141)	(56.256)	n/a
Otras Inversiones	(292)	1.833	(2.125)	(115,9%)	40	(57)	96	(169,5%)
Ventas de Activos	-	586	(586)	(100,0%)	-	-	-	n/a
Sociedades contabilizadas por el método de la participaci3n	6.740	6.215	526	8,5%	4.234	1.168	3.066	262,4%
Total Otros Resultados Distintos de la Operaci3n	6.448	8.634	(2.186)	(25,3%)	4.273	1.111	3.162	284,5%
Resultado Antes de Impuesto	604.559	409.451	195.108	47,7%	245.308	251.115	(5.807)	(2,3%)
Impuesto sobre Sociedades	(146.600)	(107.125)	(39.475)	36,9%	(61.977)	(75.741)	13.764	(18,2%)
Resultado del Per3odo	457.960	302.327	155.633	51,5%	183.331	175.374	7.957	4,5%
Atribuible a los propietarios de la controladora	418.092	275.658	142.434	51,7%	167.267	161.916	5.352	3,3%
Atribuible a participaciones no controladoras	39.868	26.669	13.199	49,5%	16.064	13.459	2.605	19,4%

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile registr3 una p3rdida de **Ch\$ 105.976 millones** en t3rminos acumulados al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una **variaci3n negativa de Ch\$ 56.983 millones** con respecto al gasto de Ch\$ 48.993 millones obtenido en septiembre de 2023. Respecto al **3T 2024**, el resultado financiero registr3 un **gasto de Ch\$ 57.397 millones**, muy superior a los **Ch\$ 1.141 millones** alcanzado en el 3T 2023.

Las variables que explican este resultado se describen a continuaci3n:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 4.037 millones, explicados principalmente por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **Ch\$ 11.736 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por **Ch\$ 8.125 millones** que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compa1as de Distribuci3n El3ctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisi3n de los correspondientes decretos tarifarios.



Durante el 3T 2024, los ingresos financieros disminuyeron en Ch\$ 19.369 millones respecto a igual trimestre del año anterior, explicados principalmente por: (i) menores ingresos por Ch\$ 11.577 millones que corresponden a intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios; (ii) menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 3.323 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 30.625 millones, principalmente explicados por: (i) mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 12.352 millones; (ii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por Ch\$ 7.962 millones; (iii) mayores gastos financieros por Ch\$ 9.915 millones, vinculado a pérdidas en ventas de cuentas por cobrar de naturaleza financiera, específicamente de activos que surgieron de contratos de arrendamiento financiero celebrados por la Compañía, relacionados con proyectos de movilidad eléctrica; (iv) mayores gastos financieros con empresas relacionadas por Ch\$ 7.062 millones, asociado a una mayor deuda con Enel Finance International (EFI); y (v) mayores gastos y comisiones bancarias por Ch\$ 3.326 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 9.992 millones, fundamentalmente relacionados con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria, los cuales disminuyeron en Ch\$ 7.671 millones.

Durante el 3T de 2024, los gastos financieros disminuyeron en Ch\$ 2.404 millones respecto a igual trimestre del año 2023, explicado principalmente por: (i) menores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 1.505 millones; (ii) menores gastos financieros con empresas relacionadas por Ch\$ 1.253 millones, asociado a una mayor deuda con EFI.; (iii) menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 992 millones, fundamentalmente relacionados con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria, los cuales disminuyeron en Ch\$ 7.671 millones; (iv) menores gastos y comisiones bancarias por Ch\$ 3.045 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores gastos financieros por menor capitalización de intereses por Ch\$ 4.391 millones.

Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 12.692 millones, principalmente explicada por: (i) mayor utilidad por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 9.733 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 10.447 millones correspondiente a reajustes generados por cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios; (ii) mayores efectos positivo debido a la aplicación de la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por Ch\$ 5.957 millones; y (iii) mayor utilidad por reajuste de cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 1.336 millones. Lo anterior parcialmente compensado por menor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 4.827 millones.

Durante el 3T 2024, el resultado por unidades de reajustes registró una mayor utilidad de Ch\$ 701 millones respecto a igual periodo del año anterior, debido fundamentalmente a: (i)

una mayor utilidad por reajuste de otros activos no financieros por **Ch\$ 540 millones**; (ii) mayores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por **Ch\$ 1.260 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: una mayor utilidad por reajuste de cuentas comerciales por cobrar por **Ch\$ 1.075 millones**.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 35.014 millones, producto principalmente de: (i) mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar comerciales por **Ch\$ 63.469 millones**, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 8.665 millones correspondientes al efecto generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667³, que requirieron la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; (ii) menores diferencias de cambio positivas por cuentas por cobrar a empresas relacionadas por **Ch\$ 37.314 millones**; (iii) menores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 20.638 millones**, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 39.110 millones corresponden al efecto generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667; y (iv) mayores diferencias de cambio negativas por efectivo y equivalentes al efectivo por **Ch\$ 6.714 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores diferencias de cambio negativas por deuda financiera e instrumentos derivados por **Ch\$ 56.936 millones**; (ii) mayores diferencias de cambio positivas por otros activos financieros y no financieros por **Ch\$ 21.538 millones**; y (iii) menores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por **Ch\$ 16.950 millones**, asociadas a créditos con EFI.

Durante el **3T 2024**, hubo una **mayor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 39.992 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por: (i) mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por cobrar a empresas relacionadas por **Ch\$ 327.166 millones**, asociadas a cuentas por cobrar a EGP Chile; y (ii) mayores diferencias de cambio negativas generadas por cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 223.750 millones**, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 170.454 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667.

Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por **Ch\$ 231.809 millones**, asociadas a créditos con EFI; (ii) mayores diferencias de cambio positivas por deuda financiera e instrumentos derivados por **Ch\$ 196.369 millones**; y (iii) mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por pagar comerciales por **Ch\$ 84.487 millones**, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 49.361 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667.

³ Para mayor detalle ver la sección de Cambios Regulatorios al inicio de este documento y la Nota 9.a.1) de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2024.



Otros resultados distintos de la operación:

El resultado de **Sociedades contabilizadas por el método de la participación** aumento en **Ch\$ 526 millones** comparado con el resultado obtenido en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por una mayor utilidad en GNL Chile S.A. por **Ch\$ 850 millones**.

Respecto al **3T 2024**, el resultado de **Sociedades contabilizadas por el método de la participación** aumento en **Ch\$ 3.065 millones** comparado con el mismo trimestre de 2023, explicado principalmente por una mayor utilidad en GNL Chile S.A.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó una **pérdida de Ch\$ 146.600 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2024**, lo que representa un **mayor gasto de Ch\$ 39.475 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 47.914 millones** por las mayores utilidades de la Compañía; (ii) mayor gasto por impuesto de **Ch\$ 2.564 millones**, por efecto de corrección monetaria. Lo anterior compensado por: (i) menor gasto por impuesto por **Ch\$ 13.148 millones**, por clasificación de la inversión en Arcadia Generación Solar S.A. como mantenidas para la venta en el año 2023.

Respecto al **3T 2024** el **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó una **pérdida de Ch\$ 61.977 millones**, lo que representa un **menor gasto de Ch\$ 13.764 millones** respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un menor gasto por impuesto por **Ch\$ 1.568 millones** por menores utilidades de la Compañía, (ii) un menor gasto por impuesto por **Ch\$ 4.418 millones** por efecto de corrección monetaria y, (iii) un menor gasto por impuesto de **Ch\$ 7.857 millones** por clasificación de la inversión en Arcadia Generación Solar S.A. como mantenidas para la venta en el año 2023.



2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **increm**entaron en **Ch\$ 806.717 millones** al 30 de septiembre de 2024, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2023.

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-24	dic-23	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.556.029	2.370.971	185.058	7,8%
Activos No Corrientes	10.084.408	9.462.750	621.659	6,6%
Total Activos	12.640.438	11.833.721	806.717	6,8%

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento** de **Ch\$ 185.058 millones** al 30 de septiembre de 2024 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 319.691 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 334.984 millones**, que se explica principalmente por: (i) un aumento por **Ch\$ 385.410 millones**, como consecuencia de la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados; (ii) un aumento por **Ch\$ 18.096 millones** asociado a reliquidaciones pendientes de facturación a empresas de distribución eléctrica, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios, parcialmente compensado por una disminución por **Ch\$ 64.638 millones**, por efecto de ventas de cuentas por cobrar asociadas a la aplicación de la Ley 21.472. Todo lo anterior parcialmente compensado por: (i) menores cuentas por cobrar por anticipo a proveedores por **Ch\$ 14.701 millones**; y (ii) menores cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por **Ch\$ 3.266 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 86.760 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: (i) pago a proveedores por **Ch\$ 3.121.052 millones**; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por **Ch\$ 552.094 millones**; (iii) pago de bonos y préstamos bancarios por **Ch\$ 592.928 millones**; (iv) pago de dividendos por **Ch\$ 340.046 millones**; (v) pago de impuesto a las ganancias por **Ch\$ 157.563 millones**; (vi) pago a los empleados por **Ch\$ 98.452 millones**; (vii) pago de intereses por **Ch\$ 146.298 millones**; (viii) compras de activos intangibles por **Ch\$ 25.357 millones**, (ix) pagos por arrendamientos por **Ch\$ 13.125 millones** y (x) otros pagos por actividades de financiamiento por **Ch\$ 19.133 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos. Todo lo anterior, parcialmente compensado por: (i) recaudación de clientes por **Ch\$ 4.127.310 millones**, que incluye un ingreso de caja por **Ch\$ 1.135.845 millones**, asociado a la venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes; (ii) préstamos de Enel Chile con EFI por **Ch\$ 451.528 millones**; y (iii) préstamos bancarios por **Ch\$ 448.296 millones**.

- **Disminución de los Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes por Ch\$ 27.452 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por cobrar de derivados financieros por **Ch\$ 23.149 millones**.
- **Disminución de los Otros activos no financieros, corriente por Ch\$ 21.850 millones**, explicado principalmente por un: menor IVA crédito fiscal y otros impuestos por **Ch\$ 11.711 millones**, y menores gastos pagados por anticipados por **Ch\$ 11.217 millones**.

Los **Activos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 621.659 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2023. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 245.880 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento de plantas y equipo de generación alternativas por **Ch\$ 361.494 millones**; (ii) incremento por diferencias de conversión por **Ch\$ 81.816 millones**, provenientes del Grupo EGP Chile; (iii) aumento de edificios y terrenos por **Ch\$ 25.083 millones**; Lo anterior, parcialmente compensado por la depreciación del período por **Ch\$ 189.482 millones**, y por mayores provisiones de desmantelamiento por **Ch\$ 8.422 millones**.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 267.564 millones**, explicado principalmente por: mayores cuentas por cobrar comerciales por **Ch\$ 309.783 millones**, fundamentalmente asociadas a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por **Ch\$ 53.836 millones**, producto fundamentalmente de la disminución de arrendamientos financieros de buses eléctricos pertenecientes a Enel X Chile.
- **Aumento de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 70.743 millones**, explicado principalmente por: (i) un aumento de los programas informáticos por **Ch\$ 71.222 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación; (ii) mayores costos de desarrollo por **Ch\$ 9.949 millones** y (iii) un incremento de las servidumbres y derechos de agua por **Ch\$ 3.691 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por la amortización del período por **Ch\$ 14.748 millones**.
- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 25.266 millones**, explicado fundamentalmente por: nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables por **Ch\$ 39.914 millones** asociados a las compañías del Grupo EGP Chile. Lo anterior, parcialmente compensado por la depreciación del período por **Ch\$ 18.351 millones**.
- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 15.844 millones**, explicado fundamentalmente por: mayores activos por pérdidas tributarias por **Ch\$ 12.596 millones**, que provienen principalmente de la Matriz Enel Chile.



Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 12.640.438 millones al 30 de septiembre de 2024**, presentando un aumento de un 6,8% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2023.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-24	dic-23	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.211.787	2.793.918	(582.131)	(20,8%)
Pasivos No corrientes	5.292.224	4.278.917	1.013.307	23,7%
Patrimonio Total	5.136.427	4.760.886	375.541	7,9%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	4.789.938	4.446.080	343.858	7,7%
<i>Participaciones no controladoras</i>	346.489	314.806	31.683	10,1%
Total Patrimonio y Pasivos	12.640.438	11.833.721	806.717	6,8%

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 582.131 millones** al 30 de septiembre de 2024. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 484.927 millones**, explicado principalmente por: (i) pago de bonos por parte de Enel Generación Chile por **Ch\$ 406.759 millones** (Yankee Bond US\$ 400 millones y bonos H y M US\$ 21 millones) y (ii) pago de préstamos bancarios por parte de Enel Chile por Ch\$ 141.285 millones (BBVA/Mizuho US\$ 100 millones y Banco Santander US\$ 50 millones), lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) incremento de la deuda por efecto de tipo de cambio por **Ch\$ 45.193 millones**, (ii) aumento por traspaso de deuda entre corto y largo plazo por **Ch\$ 20.923 millones**.
- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 130.719 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: (i) compra de activos por **Ch\$ 261.043 millones**; (ii) dividendos por **Ch\$ 74.422 millones**; (iii) compra de combustibles por **Ch\$ 98.750 millones**; y (iv) cuentas por pagar al personal por **Ch\$ 8.999 millones**. Todo lo anterior, parcialmente compensado por mayores cuentas por pagar por compra de energía por **Ch\$ 292.470 millones**, y mayores compras de bienes y servicios por **Ch\$ 18.956 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento de Cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes por Ch\$ 26.617 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por pagar a: (i) Enel Finance International NV (EFI) por **Ch\$ 188.777 millones** producto principalmente del aumento por traspaso de deuda entre corto y largo plazo por Ch\$ 86.892 millones, compensado en gran parte por el pago de primera cuota de préstamo otorgado a Enel Chile por Ch\$ 76.063 millones (US\$ 81 millones aprox.); (ii) Enel Green Power Spa por **Ch\$ 5.012 millones**, por concepto de servicios técnicos; Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por pagar a: (i) Enel SpA por **Ch\$ 123.047 millones**, principalmente por concepto de dividendos; (ii) Enel X Way Chile SpA. por **Ch\$ 5.741 millones**.



millones, principalmente por servicios de administración y otros servicios; (iii) Enel Grids S.r.L por **Ch\$ 10.536 millones** por servicios técnicos e informáticos; (iv) Enel Global Trading S.p.A. por **Ch\$ 17.388 millones** por derivados de commodities y servicios técnicos e informáticos; (v) Enel Global Services S.r.l. por **Ch\$ 4.179 millones**, por concepto de servicios técnicos e informáticos; y (vi) Enel Green Power SpA por **Ch\$ 4.242 millones**, por servicios técnicos y de ingeniería.

Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 1.013.307 millones** al 30 septiembre de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 416.803 millones**, explicado por: (i) un aumento de pasivos por préstamos bancarios y bonos por **Ch\$ 403.412 millones**, producto de (a) nuevos préstamos de Enel Chile con Citibank (US\$ 286 millones) y con SMBC (US\$ 50 millones) por un total de Ch\$ 448.296 millones, (b) una disminución por pagos de Prestamos por Ch\$ 44.884 millones, parcialmente compensado por (c) un incremento de la deuda por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 33.580 millones, (d) una disminución producto del traspaso de deuda entre corto y largo plazo por Ch\$ 20.923 millones, (e) una disminución por otros cambios por Ch\$ 16.225 millones; y (ii) un aumento de pasivos por derivados de cobertura por **Ch\$ 14.533 millones**.
- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 310.640 millones**, explicado principalmente por: mayores cuentas por pagar por compra de energía por **Ch\$ 310.609 millones**, asociadas en gran medida a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 257.551 millones**, que se explica principalmente por: un incremento de las cuentas por pagar a EFI debido fundamentalmente a: (i) los giros realizados por Enel Chile de diversas líneas de crédito comprometidas por un total de **Ch\$ 527.591 millones**; y (ii) un aumento por efecto de tipo de cambio por **Ch\$ 11.445 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por una disminución por traspaso de deuda a corto por **Ch\$ 258.911 millones**.
- **Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por Ch\$ 35.818 millones**, explicado principalmente por: nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.

El **Patrimonio Total** ascendió a **Ch\$ 5.136.427 millones** al 30 de septiembre de 2024, presentando un **aumento de Ch\$ 375.541 millones** respecto al 31 de diciembre de 2023, y se explica principalmente por lo siguiente:

- El **Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile** fue de **Ch\$ 4.789.938 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por **Ch\$ 3.882.103 millones**, Utilidades acumuladas por **Ch\$ 3.209.252 millones** y Otras reservas negativas por **Ch\$ 2.301.418 millones**.

- > Las Utilidades acumuladas, presentan una variación positiva de **Ch\$ 291.401 millones**, que se explica por la utilidad del período por: **Ch\$ 418.092 millones**, parcialmente compensado por dividendos pagados por **Ch\$ 126.691 millones**.
- > Las Otras reservas presentan una variación positiva de **Ch\$ 52.457 millones**, que se explican fundamentalmente por: (i) mayores reservas de conversión por **Ch\$ 25.112 millones**; (ii) mayores reservas de cobertura de flujo de caja por **Ch\$ 25.101 millones**.
- El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de **Ch\$ 346.489 millones**, presentando un aumento de **Ch\$ 31.683 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2023, explicado principalmente por: la utilidad del período por **Ch\$ 39.868 millones**, unido a un mayor otro resultado integral por **Ch\$ 4.777 millones**, parcialmente compensado por dividendos pagados por **Ch\$ 18.821 millones**.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-24	dic-23	sept-23	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,16	0,85	-	0,31	36,2%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,12	0,82	-	0,30	37,0%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	344.242	(422.947)	-	767.189	(181,4%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,46	1,49	-	(0,02)	(1,7%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	29,5%	39,5%	-	(10,0%)	(25,4%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	70,5%	60,5%	-	10,0%	16,6%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,60	-	3,78	1,83	48,4%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,7%	-	9,3%	10,5%	112,7%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	13,6%	-	18,7%	(5,1%)	(27,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	5,6%	-	6,7%	(1,1%)	(16,1%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.

(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.

(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.

(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la controladora y

(ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del ejercicio

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del ejercicio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del ejercicio.

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2024 alcanzó 1,16 veces, presentando una variación positiva de 36,2% con respecto al 31 de diciembre de 2023. Esta variación está explicada en gran medida por la disminución de los pasivos financieros corrientes, producto fundamentalmente de la amortización de bonos por parte de Enel Generación Chile y el pago de préstamos bancarios por parte de Enel Chile, unido a un aumento de las cuentas comerciales por cobrar.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2024 tuvo un valor de Ch\$ 344.242 millones, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 767.189 millones, respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2023, también principalmente explicado por las razones anteriores.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,46 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2024, versus el 1,49 veces al

31 de diciembre de 2023. Esta disminución se debe en gran medida al aumento del patrimonio de la compañía.

- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de septiembre de 2024 fue de 5,60 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de un 48,4% en este índice comparado con septiembre 2023, se explica en gran medida por la mejora en el EBITDA del período, producto fundamentalmente del aumento de los ingresos de explotación en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes unido a la disminución de los costos de explotación en el Segmento de Generación.
- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 19,7% al 30 de septiembre de 2024, comparado con el porcentaje de 9,3% obtenido en el mismo período de 2023. El mejor desempeño, correspondiente a 10,5 p.p., se debe en gran medida a menores costos de explotación en el Segmento de Generación.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 13,6% al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de 5,1 p.p. respecto al 18,7% obtenido al 30 de septiembre de 2023. Aislado los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, relacionados fundamentalmente con el proceso de descarbonización y la venta de Enel Transmisión Chile y Arcadia Generación Solar, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 3,0 p.p. (17% al 30 de septiembre de 2024 versus 20,0% al 30 de septiembre de 2023).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 5,6% al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de 1,1 p.p. respecto al 6,7% registrado en mismo período de 2023. Aislado los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, relacionados fundamentalmente con el proceso de descarbonización y la venta de Enel Transmisión Chile y Arcadia Generación Solar, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 0,1 p.p. (6,8% al 30 de septiembre de 2024 versus 6,9% al 30 de septiembre de 2023).

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 91.632 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una menor salida de caja por Ch\$ 492.985 millones con respecto al mismo período de 2023. Las principales variables que explican este menor flujo neto negativo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	sept-24	sept-23	Variación	Var %
Flujo de Operación	676.268	301.667	374.601	124,2%
Flujo de Inversión	(556.193)	(517.519)	(38.674)	7,5%
Flujo de Financiamiento	(211.707)	(368.765)	157.058	(42,6%)
Flujo neto del período	(91.632)	(584.617)	492.985	(84,3%)

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 676.268 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2024. Estos flujos están compuestos principalmente por las siguientes entradas de efectivo: (i) cobros procedentes de ventas de bienes y servicios por **Ch\$ 4.138.874 millones**; y (ii) cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de activos por **Ch\$ 21.382 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) pago a proveedores por **Ch\$ 3.121.052 millones**; (ii) pago de impuesto a las ganancias por **Ch\$ 157.563 millones**; (iii) pago a empleados por **Ch\$ 98.452 millones**; y (iv) otros pagos por actividades de operación por **Ch\$ 3.168 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La mayor entrada de efectivo por **Ch\$ 374.601 millones** en el flujo de operación respecto al mismo período de 2023, se debe en gran medida a renegociación de condiciones en pagos a proveedores por **Ch\$ 521.370 millones** y menor pago de impuesto a las ganancias por **Ch\$ 116.371 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cobros procedentes de la venta de bienes y servicios por **Ch\$ 298.922 millones**.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 556.193 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2024. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por **Ch\$ 552.095 millones**; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por **Ch\$ 25.357 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por intereses recibidos por **Ch\$ 16.466 millones**.

La **variación negativa** en el flujo de inversión por **Ch\$ 38.674 millones** respecto a septiembre de 2023, se explica fundamentalmente por: (i) menores flujos de efectivo procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por **Ch\$ 28.661 millones** recibidos en el período 2023, asociados a la venta del Complejo Santa Rosa (ex sede corporativa del Grupo), (ii) mayores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo e Intangibles por **Ch\$ 29.123 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores pagos por derivados de contratos de futuro por **Ch\$ 44.197 millones**.



Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 211.707 millones, por el período terminado al 30 de septiembre de 2024. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de bonos por Ch\$ 406.759 millones por parte de Enel Generación Chile; (ii) pago de dividendos por Ch\$ 340.046 millones; (iii) pago de préstamos bancarios por Ch\$ 186.169 millones de Enel Chile con BBVA/Mizuho (US\$ 100 millones) y Banco Santander (US\$ 50 millones); (iv) pago de intereses por Ch\$ 146.298 millones; y (v) pago de pasivos por arrendamientos y otras salidas de efectivo por Ch\$ 13.125 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por: (i) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile, neto de pagos realizados, por Ch\$ 451.528 millones; y (ii) nuevos financiamientos por Ch\$ 448.296 millones, obtenidos por Enel Chile con Citibank (US\$ 286 millones), SMBC (US\$ 50 millones) y DNV Bank/Citibank (US\$ 150 millones).

La variación positiva por Ch\$ 157.058 millones en el flujo de financiamiento respecto a septiembre de 2023, se explica fundamentalmente por: (i) mayores entradas de efectivo por préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 440.807 millones; (ii) nuevos financiamientos por Ch\$ 287.667 millones, obtenidos por Enel Chile con Citibank (US\$ 286 millones), SMBC (US\$ 50 millones) y DNB Bank/Citibank (US\$ 150 millones). Lo anterior parcialmente compensado por mayor pago de bonos y préstamos bancarios por Ch\$ 572.549 millones.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	sept-24	sept-23	sept-24	sept-23
Segmento Generación	491.301	471.336	179.524	144.571
Segmento Distribución y Redes	49.675	58.028	38.367	36.041
Otras actividades de negocio	11.119	3.828	4.630	2.631
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	552.095	533.192	222.521	183.243

Los principales desembolsos se originan en el Segmento de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 491.301 millones al 30 de septiembre de 2024.



II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL CHILE

Las actividades del Grupo están sujetas a un conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las subsidiarias operativas del Grupo están sujetas a normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del Grupo.

Las actividades del Grupo también están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Chile cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Esta normativa, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Chile no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Chile incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo en Chile. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan



negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Chile ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.



Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

La estructura comparativa de la deuda financiera del Grupo Enel Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre la deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

	sep-24	dic-23
Tasa de interés fija	76%	88%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses (Libor) fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Chile finalizó exitosamente la transición de Libor a SOFR del 100% de sus contratos financieros y derivados, en línea con los estándares de mercado.



Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- > Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el periodo de 2024, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

Riesgo de commodities

El Grupo Enel Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- > Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- > Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados



internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2024, mantenemos coberturas activas en Brent Dated por un total de 220 kbbl asociadas a compras, sin posiciones en contratos de venta. En cuanto al gas, nuestras coberturas incluyen 900 TBtu en compras y 0 TBtu en ventas, ambas vinculadas a Henry Hub Future, sin obligaciones pendientes en Henry Hub Swap. En el segmento de API2, contamos con 15 kTon en coberturas activas a liquidarse, todas correspondientes a contratos de venta.

Al 31 de diciembre de 2023 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 551 kbbl asociadas a compras y 217 kbbl en contratos de ventas. En lo que respecta al gas, al cierre del año 2023, contábamos con coberturas activas en dos tipos de commodities: a) Henry Hub Swap con 1,5 TBtu a liquidarse por ventas y b) Henry Hub Future, con 5,9 TBtu y 3.9 TBtu a liquidarse por concepto de compras y ventas, respectivamente. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2023, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 47 kTon correspondientes a contratos de venta.

De acuerdo con las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, estas coberturas pueden ser modificadas o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del periodo de 2024.

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de Ch\$ 476.531 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 673.260 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 563.291 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 473.645 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.



Riesgo de crédito

El Grupo Enel Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son muy limitados.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporativos, Administración Pública y Residencial, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporativos y de Administración Pública, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Medición del riesgo

El Grupo Enel Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.



La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- > Deuda financiera, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- > Derivados de cobertura para deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- > Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo, respecto al peso chileno.
- > Tasa de interés de los gastos financieros.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a Ch\$ 420.181 millones.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

OTROS RIESGOS

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción de nuestro endeudamiento financiero está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Chile.

En relación con las líneas de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, una suscrita en octubre de 2021 con vencimiento en octubre de 2025, y otra suscrita en marzo 2024 con



vencimiento en marzo de 2027, el pago anticipado podría ocurrir como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, estas líneas de crédito contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de éstas.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Chile, suscrito en diciembre de 2021 con vencimiento en diciembre de 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Italia, suscrito en agosto de 2022 con vencimiento en diciembre de 2038, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Inglaterra, suscrito en mayo de 2024 con vencimiento en diciembre de 2037, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto agregado exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

Adicionalmente, en el caso de los bonos Yankee un posible pago anticipado podría darse lugar como consecuencia del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de los bonos Yankee.

No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Chile, por las agencias clasificadoras de riesgo, produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.



III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2024).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2024.