

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE
ENEL CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El 30 de septiembre de 2022, en el marco de su estrategia de *Transición Energética Justa*, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Generación Chile, desconectó de manera definitiva la Unidad 2 (350 MW) del Complejo Termoeléctrico Bocamina en Coronel, la última de las dos unidades de esta planta, transformándose así en la primera compañía del sector eléctrico en dejar de utilizar carbón en sus operaciones en Chile. Tras el cierre de Bocamina, la Compañía cumplió con el desafío asumido en 2019 al suscribir el *Acuerdo Nacional de Descarbonización*, 18 años antes de lo comprometido inicialmente.
- El 18 de agosto de 2022, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Green Power Chile, recibió la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para iniciar la operación comercial de la central fotovoltaica Azabache (61 MW), primera planta renovable híbrida a nivel nacional gracias a su operación conjunta con el parque eólico Valle de Los Vientos (90 MW). Posteriormente, el 7 de septiembre, Enel Chile recibió la autorización para iniciar la operación comercial de la central fotovoltaica Sol de Lila (161 MW), la cual incorpora tecnología fotovoltaica de punta del tipo bifacial para una mayor eficiencia en la captación de la radiación solar.
- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 149.442 millones a septiembre de 2022, superando ampliamente la utilidad de Ch\$ 48.403 millones registrada a septiembre de 2021, debido en gran medida a mayores ventas de energía y comercialización de gas en el Segmento de Generación, unido a un mejor resultado financiero. Durante el 3T 2022, el resultado neto registró una utilidad de Ch\$ 100.246 millones, lo cual se compara positivamente con la pérdida de Ch\$ 15.037 millones registrada en el 3T 2021, reflejando la mayor comercialización de energía y gas en el Segmento de Generación en el último trimestre del presente año.
- Al aislar los efectos extraordinarios asociados a Bocamina II y a los gastos registrados en 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo, el beneficio neto de la Compañía creció un 141,4% al llegar a

Ch\$ 184.646 millones respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 76.499 millones a septiembre de 2021. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto alcanzó un valor de Ch\$ 100.575 millones en el 3T 2022, lo cual se compara positivamente con la pérdida neta ajustada de Ch\$ 9.312 millones obtenida en el 3T 2021.

- Los ingresos operacionales aumentaron un 55,9% al alcanzar un valor total de Ch\$ 3.212.347 millones a septiembre de 2022 como resultado fundamentalmente de mayores ventas físicas de energía y un mayor precio medio de venta expresado en pesos en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, además de una mayor comercialización de gas en el Segmento de Generación. Del mismo modo, durante el 3T 2022, los ingresos operacionales crecieron un 66,8% llegando a Ch\$ 1.297.054 millones, destacando la mayor comercialización de energía y gas en el Segmento de Generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 2.559.051 millones a septiembre de 2022, reflejando un alza de 74,8% debido esencialmente a mayores costos por compra de energía por mayor cantidad y precio promedio de compra en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, junto con un mayor costo de comercialización de gas y un mayor costo por consumo de combustibles debido al mayor despacho térmico y a mayores precios de commodities en el Segmento de Generación. Similar tendencia se observó en los costos operacionales trimestrales los cuales pasaron de Ch\$ 641.862 millones en el 3T 2021 a Ch\$ 996.076 millones en el 3T 2022.
- Como resultado de lo descrito previamente, el EBITDA de la Compañía aumentó un 17,0% al registrar un valor de Ch\$ 414.630 millones a septiembre de 2022. Al aislar los efectos extraordinarios señalados previamente, el EBITDA de Enel Chile se incrementó un 17,9% al llegar a Ch\$ 466.179 millones. Durante el 3T 2022, el EBITDA registró una ganancia de Ch\$ 206.920 millones, equivalente a una mejora de Ch\$ 146.345 millones respecto al mismo período del año anterior. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA alcanzó un valor de Ch\$ 207.402 millones en el 3T 2022, lo cual se compara positivamente con el EBITDA ajustado de Ch\$ 68.956 millones obtenido en el 3T 2021.
- El resultado financiero presentó una mejora por Ch\$ 51.547 millones a septiembre de 2022 al registrar un gasto de Ch\$ 70.434 millones, explicado en gran parte por un mayor ingreso financiero y una mayor utilidad por diferencias de cambio en el período. Durante el 3T 2022, el resultado financiero mostró un menor gasto por Ch\$ 5.125 millones al llegar a Ch\$ 24.058 millones debido a una mayor utilidad por diferencias de cambio.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta creció un 19,7% al totalizar 16.520 GWh a septiembre de 2022 (+2.718 GWh) como resultado principalmente de un mayor despacho de las centrales de ciclos combinados, una mayor generación hidroeléctrica y de una mayor producción solar en el período. Durante el 3T 2022, la generación neta fue de 6.291 GWh, con un incremento de 36,0% (+1.667 GWh) respecto al 3T 2021, debido fundamentalmente a la mayor generación hidroeléctrica y solar.
- Las ventas físicas de energía registraron un total de 23.989 GWh a septiembre de 2022, representando un alza de 15,5% (+3.224 GWh) explicada esencialmente por mayores ventas a clientes libres asociadas en gran parte a nuevos contratos, unido a una mejora en las ventas a clientes regulados. Durante el 3T 2022, las ventas físicas aumentaron un 6,9% (+523 GWh) al totalizar 8.123 GWh, producto principalmente de las mayores ventas a clientes regulados.
- Dado lo anterior, los ingresos operacionales crecieron un 74,5% en relación a septiembre de 2021 al totalizar Ch\$ 2.469.195 millones, como consecuencia fundamentalmente de las mayores ventas físicas de energía y un mayor precio medio de venta expresado en pesos, además de una mayor comercialización de gas. De manera similar, durante el 3T 2022, los ingresos operacionales aumentaron un 85,9% llegando a Ch\$ 1.019.627 millones.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 1.993.791 millones a septiembre de 2022, mostrando un alza de 101,5% explicada en gran parte por un mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio de compra, un mayor costo de comercialización de gas, y un mayor costo por consumo de combustibles debido al mayor despacho térmico y a mayores precios de commodities. Durante el 3T 2022, los costos de aprovisionamientos y servicios totalizaron Ch\$ 767.782 millones, con un alza de 60,5% respecto al 3T 2021.
- Dado lo anteriormente descrito, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 14,7% al alcanzar un valor de Ch\$ 338.385 millones a septiembre de 2022. Durante el 3T 2022, el EBITDA registró un total de Ch\$ 197.239 millones, lo cual se compara favorablemente con el monto de Ch\$ 28.924 millones obtenido en el 3T 2021.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept-22	sept-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Total Ventas (GWh)	23.989	20.765	15,5%	8.123	7.600	6,9%
Total Generación (GWh)	16.520	13.802	19,7%	6.291	4.624	36,0%

Distribución y Redes

- Las ventas físicas crecieron un 6,5% (+806 GWh) a septiembre de 2022 al llegar a 13.258 GWh debido principalmente a mayores ventas a clientes residenciales y mayores ventas por peajes. Durante el 3T 2022 se mantuvo la recuperación del negocio con ventas físicas que crecieron un 5,8% (+254 GWh) al totalizar 4.635 GWh.
- El número de clientes aumentó un 1,7% al alcanzar un total de 2.069.386 clientes a septiembre de 2022, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía presentaron una mejora de 2,7% al pasar de 5,25% en septiembre de 2021 a 5,11% en septiembre de 2022.
- Los ingresos operacionales se incrementaron un 23,6% respecto a septiembre de 2021 al registrar un valor de Ch\$ 1.071.401 millones debido esencialmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor efecto por tipo de cambio y al incremento en las ventas físicas. Similar tendencia se observó durante el 3T 2022, con ingresos operacionales que crecieron un 33,4% al llegar a Ch\$ 413.258 millones como resultado del mayor precio medio de venta principalmente.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron Ch\$ 876.190 millones, equivalente a un alza de 25,7% explicada en gran medida por mayores costos por compras de energía asociados a un mayor precio medio de compra expresado en pesos y a mayores compras físicas de energía para satisfacer la mayor demanda. Durante el 3T 2022, los costos de aprovisionamiento y servicios aumentaron un 44,9% al llegar a Ch\$ 354.645 millones, debido en gran medida al mayor precio medio de compra.
- Como consecuencia de lo antes expuesto, el EBITDA del negocio de Distribución y Redes se incrementó un 43,0% al alcanzar un valor de Ch\$ 118.593 millones a septiembre de 2022. Por otro lado, el EBITDA trimestral pasó de Ch\$ 39.757 millones en el 3T 2021 a Ch\$ 29.052 millones en el 3T 2022 producto de mayores costos por compras de energía y otros aprovisionamientos variables y servicios en el último trimestre.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept-22	sept-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Total Ventas (GWh)	13.258	12.452	6,5%	4.635	4.381	5,8%
Clientes	2.069.386	2.034.323	1,7%	2.069.386	2.034.323	1,7%

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 1.003 millones con respecto a diciembre 2021, totalizando US\$ 6.008 millones a septiembre de 2022. Esta variación se explica por:

- Giro de la totalidad de una línea de crédito intercompañía de Enel Chile con Enel Finance International por un total de US\$ 300 millones (primer giro de US\$ 200 millones en febrero de 2022 y segundo giro de US\$ 100 millones en marzo de 2022).
- Giro de la totalidad de una nueva línea de crédito de Enel Chile con Nova-Scotia y Mizuho por un total de US\$ 300 millones (primer giro de US\$ 150 millones en abril de 2022 y segundo giro de US\$ 150 millones en mayo de 2022).
- Giro de la totalidad de una línea de crédito de Enel Chile con Enel Finance International por un monto total de US\$ 150 millones (primer giro de US\$ 100 millones en junio de 2022 y segundo giro de US\$ 50 millones en julio de 2022).
- Giro de la totalidad de una línea de crédito de Enel Chile con Enel Finance International por un monto total de US\$ 250 millones (primer y segundo giro de US\$ 150 millones y US\$ 100 millones respectivamente en agosto de 2022).
- Aumento de US\$ 25 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

Lo anterior se compensa parcialmente con una disminución de US\$ 21 millones en amortización de los bonos locales H y M de Enel Generación Chile.

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

- Caja y caja equivalente : US\$ 245 millones.
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 135 millones.

El costo promedio de la deuda en septiembre 2022 disminuyó a un 3,9% desde un 4,4% registrado en diciembre 2021.

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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, tenemos contratados cross currency swaps por un valor de US\$ 316 millones y forwards por US\$ 310 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 anterior, tenemos contratados swaps de tasa de interés por US\$ 450 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 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.

Además, esta Resolución estableció que el pago de saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

- > 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 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 20 Millones de USD al año y una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032. 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.

- > Para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con fecha 1 de enero de 2021 se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva compañía denominada Enel Transmisión Chile S.A., a la que se le asignaron los activos y pasivos asociados al negocio de transmisión de energía eléctrica.

Proceso de venta de Enel Transmisión Chile S.A.:

- > Con fecha 28 de julio de 2022 se celebró un Acuerdo de Compra de Acciones (Stock Purchase Agreement), en virtud del cual Enel Chile acordó vender a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA., sociedad controlada por Inversiones Grupo Saesa Ltda., la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Transmisión Chile S.A., equivalentes a un 99,09% de esta última (la Compraventa). La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones ha quedado sometida a ciertas condiciones suspensivas, incluyendo la aprobación por parte de la Fiscalía Nacional Económica de conformidad con lo dispuesto por el D.L. 211 de 1973. De conformidad con la Ley N°18.045 de Mercado de Valores, la Compraventa se materializará mediante la realización por parte del comprador de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por la totalidad de las acciones de Enel Transmisión Chile S.A.

Producto de lo anterior, los activos y pasivos de Enel Transmisión Chile S.A. han sido clasificados como disponibles para la venta en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enel Chile, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas".

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 capacidad instalada bruta total de 8.086¹ MW al 30 de septiembre de 2022. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 74% de la capacidad instalada de Enel Chile. Es así como 3.518 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 2.083 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 1.762 MW a plantas solares, 642 MW a unidades de generación eólica y 81 MW a capacidad geotérmica.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado	
	sept-22	sept-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %	sept-22	sept-21
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	23.989	20.765	15,5%	8.123	7.601	6,9%	41,7%	37,1%

¹ Incluye 441 MW de capacidad adicional durante los primeros nueve meses de 2022, la venta de la central Diego de Almagro (-23,8 MW), el ajuste de capacidad de la central Abanico (-42,8 MW), la desconexión de Bocamina 2 (-350 MW), y los aumentos de capacidad de las centrales Taltal TG (+2,6 MW) y Sauzal (+0,5 MW). 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.

Segmento de Distribución y Redes

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

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 S.A. 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 comercialización eléctrica para clientes regulados más grande de Chile.

Enel Transmisión Chile fue creada el 1 de enero de 2021, surgiendo de la división de Enel Distribución Chile, a la cual se le asignaron los activos y pasivos asociados a la transmisión de energía eléctrica, incluyendo la compañía subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A.². Dicho proceso de división fue desarrollado para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)				
	sept-22	sept-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %	sept-22	sept-21
Negocio de Distribución y Redes	13.258	12.452	6,5%	4.635	4.381	5,8%	5,11%	5,25%

Otra Información	sept-22	sept-21	Var %
Número de Clientes	2.069.386	2.034.323	1,7%
Clientes/Empleados	3.048	3.245	(6,1%)

² El Directorio de Enel Transmisión S.A., en sesión extraordinaria celebrada el día 20 de octubre de 2021, resolvió, por la unanimidad de sus Directores presentes, comprar a Enel Colina S.A. la participación minoritaria que ésta posee en la subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A., luego de lo cual Enel Transmisión S.A. ostentará el 100% de las acciones de dicha subsidiaria. Como consecuencia de lo anterior, se verificará una fusión impropia mediante la cual Empresa de Transmisión Chena S.A. será absorbida por Enel Transmisión Chile S.A. sin necesidad de realizarse una liquidación de la misma. Dicha fusión tendrá efectos a partir del 1 de noviembre de 2021, sucediendo así Enel Transmisión S.A. a la subsidiaria absorbida en todos sus derechos y obligaciones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 2022 y 2021:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	sept-22	sept-21	sept-22	sept-21	sept-22	sept-21
Generación	1.888.792	1.276.832	(318.862)	(219.532)	1.569.930	1.057.300
Clientes Regulados	831.689	607.139	(293.152)	(211.800)	538.537	395.339
Clientes no Regulados	956.232	615.212	(25.710)	(7.732)	930.522	607.480
Ventas de Mercado Spot	100.871	54.481			100.871	54.481
Distribución y Redes	988.096	788.923	(8.398)	-	979.698	788.923
Residenciales	549.683	436.848	-	-	549.683	436.848
Comerciales	262.037	210.670	-	-	262.037	210.670
Industriales	82.403	71.278	-	-	82.403	71.278
Otros Consumidores	93.973	70.127	(8.398)	-	85.575	70.127
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(327.260)	(219.532)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	2.549.628	1.846.223	(327.260)	(219.532)	2.549.628	1.846.223
Variación en millones de Ch\$ y %	703.405	38,10%	-	-	703.405	38,10%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	3T2022	3T2021	3T2022	3T2021	3T2022	3T2021
Generación	692.758	475.211	(131.197)	(80.797)	561.561	394.414
Clientes Regulados	331.138	222.503	(119.261)	(76.436)	211.877	146.067
Clientes no Regulados	313.419	220.559	(11.936)	(4.361)	301.483	216.198
Ventas de Mercado Spot	48.201	32.149	-	-	48.201	32.149
Distribución y Redes	390.750	279.826	(8.398)	-	382.352	279.826
Residenciales	220.692	166.342	-	-	220.692	166.342
Comerciales	100.536	68.785	-	-	100.536	68.785
Industriales	28.501	21.989	-	-	28.501	21.989
Otros Consumidores	41.021	22.710	(8.398)	-	32.623	22.710
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(139.595)	(80.797)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	943.913	674.240	(139.595)	(80.797)	943.913	674.240
Variación en millones de Ch\$ y %	269.673	40,00%	-	-	269.673	40,00%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de septiembre de 2022, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 149.442 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 101.039 millones respecto al resultado obtenido en el mismo período de 2021. Respecto al 3T 2022, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de Ch\$ 100.246 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 115.282 millones respecto a la pérdida obtenida el 3T 2021.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos	3.212.347	2.060.379	1.151.968	55,9%	1.297.054	777.465	519.589	66,8%
Ingresos ordinarios	3.108.560	2.034.350	1.074.210	52,8%	1.273.149	762.779	510.370	66,9%
Otros ingresos de explotación	103.787	26.029	77.758	298,7%	23.905	14.685	9.219	62,8%
Aprovisionamientos y Servicios	(2.559.051)	(1.464.245)	(1.094.805)	74,8%	(996.076)	(641.862)	(354.214)	55,2%
Compras de energía	(1.433.553)	(941.348)	(492.204)	52,3%	(497.209)	(392.231)	(104.978)	26,8%
Consumo de combustible	(487.759)	(251.348)	(236.411)	94,1%	(175.284)	(127.115)	(48.169)	37,9%
Gastos de transporte	(203.094)	(117.086)	(86.008)	73,5%	(70.807)	(48.173)	(22.634)	47,0%
Otros aprovisionamientos y servicios	(434.645)	(154.463)	(280.182)	181,4%	(252.776)	(74.343)	(178.433)	240,0%
Margen de Contribución	653.297	596.134	57.163	9,6%	300.978	135.603	165.376	122,0%
Trabajos para el inmovilizado	27.514	19.876	7.638	38,4%	11.861	5.611	6.250	111,4%
Gastos de personal	(117.939)	(128.593)	10.654	(8,3%)	(43.566)	(34.173)	(9.394)	27,5%
Otros gastos por naturaleza	(148.242)	(133.002)	(15.240)	11,5%	(62.353)	(46.467)	(15.886)	34,2%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	414.630	354.414	60.215	17,0%	206.920	60.574	146.345	241,6%
Depreciación y amortización	(174.965)	(154.610)	(20.356)	13,2%	(58.978)	(53.406)	(5.572)	10,4%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(17.239)	(9.802)	(7.437)	75,9%	(1.746)	(2.328)	582	(25,0%)
Resultado de Explotación (EBIT)	222.425	190.003	32.422	17,1%	146.195	4.841	141.355	N/A
Resultado Financiero	(70.434)	(121.981)	51.547	(42,3%)	(24.058)	(29.183)	5.125	(17,6%)
Ingresos financieros	44.615	17.655	26.959	152,7%	14.344	6.609	7.735	117,0%
Gastos financieros	(143.462)	(136.789)	(6.672)	4,9%	(62.894)	(36.277)	(26.617)	73,4%
Resultados por unidades de reajuste	8.297	2.874	5.423	188,7%	1.226	1.901	(675)	(35,5%)
Diferencia de cambio	20.116	(5.721)	25.837	N/A	23.265	(1.417)	24.682	N/A
Otros Resultados distintos de la Operación	3.880	525	3.355	N/A	1.420	208	1.211	N/A
Otras inversiones	98	105	(7)	(7,1%)	-	105	(105)	(100,0%)
Ventas de Activos	811	-	811	N/A	-	-	-	N/A
Sociedades contabilizadas por método de participación	2.972	420	2.552	N/A	1.420	103	1.317	N/A
Resultado Antes de Impuestos	155.871	68.547	87.324	127,4%	123.556	(24.134)	147.691	N/A
Impuesto sobre sociedades	14.709	(9.665)	24.374	(252,2%)	(10.298)	10.872	(21.171)	(194,7%)
Resultado del Período	170.581	58.882	111.698	189,7%	113.258	(13.262)	126.520	N/A
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	149.442	48.403	101.039	208,7%	100.246	(15.037)	115.282	N/A
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	21.138	10.479	10.660	101,7%	13.012	1.774	11.238	N/A
Utilidad por acción \$ (*)	2,16	0,70	1,46	208,7%	1,45	(0,22)	1,67	N/A

(*) Al 30 de septiembre de 2022 y 2021, 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 2022, ascendió a Ch\$ 414.630 millones, lo que representa un aumento de un 17,0% respecto al EBITDA del mismo período del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 354.414 millones. Este aumento se debe principalmente a mayores ingresos por venta de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, unido a una mayor comercialización de gas, parcialmente compensado por mayores costos de explotación fundamentalmente en el segmento de Generación, producto de mayores compras de energía y mayor costo por consumo de combustibles y otros aprovisionamientos variables.

Durante el 3T 2022, el EBITDA consolidado alcanzó los Ch\$ 206.920 millones, presentando un aumento de Ch\$ 146.345 millones respecto al 3T 2021, explicado en gran medida por mayores ventas de energía del Segmento de Generación, unido a una mayor 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, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2022 y 2021, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	2.469.195	1.415.175	1.054.020	74,5%	1.019.627	548.391	471.235	85,9%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	1.071.401	866.988	204.413	23,6%	413.258	309.697	103.561	33,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(328.248)	(221.784)	(106.464)	48,0%	(135.831)	(80.624)	(55.206)	68,5%
Total Ingresos de Explotación Consolidados	3.212.347	2.060.379	1.151.968	55,9%	1.297.054	777.465	519.589	66,8%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1.993.791)	(989.329)	(1.004.462)	101,5%	(767.782)	(478.280)	(289.501)	60,5%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(876.190)	(697.148)	(179.042)	25,7%	(354.645)	(244.681)	(109.964)	44,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	310.930	222.232	88.698	39,9%	126.351	81.100	45.251	55,8%
Total Costos de Explotación Consolidados	(2.559.051)	(1.464.245)	(1.094.805)	74,8%	(996.076)	(641.862)	(354.214)	55,2%
Gastos de personal	(38.761)	(47.178)	8.418	(17,8%)	(12.425)	(13.993)	1.568	(11,2%)
Otros gastos por naturaleza	(98.259)	(83.589)	(14.670)	17,6%	(42.181)	(27.194)	(14.986)	55,1%
Total Segmento de Generación	(137.019)	(130.767)	(6.252)	4,8%	(54.606)	(41.187)	(13.419)	32,6%
Gastos de personal	(17.345)	(29.442)	12.097	(41,1%)	(5.795)	(5.259)	(537)	10,2%
Otros gastos por naturaleza	(59.273)	(57.448)	(1.825)	3,2%	(23.766)	(20.000)	(3.766)	18,8%
Total Segmento de Distribución y Redes	(76.617)	(86.890)	10.273	(11,8%)	(29.561)	(25.259)	(4.302)	17,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(25.031)	(24.062)	(968)	4,0%	(9.892)	(8.583)	(1.309)	15,3%
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	338.385	295.079	43.306	14,7%	197.239	28.924	168.315	N/A
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	118.593	82.950	35.643	43,0%	29.052	39.757	(10.705)	(26,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42.349)	(23.614)	(18.734)	79,3%	(19.371)	(8.107)	(11.265)	139,0%
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	414.630	354.414	60.215	17,0%	206.920	60.574	146.345	241,6%

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación, acumulado al 30 de septiembre de 2022, alcanzó los Ch\$ 338.385 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 43.306 millones, o un 14,7%, con respecto al mismo período de 2021. En cuanto a los resultados del 3T 2022, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de Ch\$ 168.315 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 2022, alcanzaron los Ch\$ 2.469.195 millones**, lo que representa un **alza de Ch\$ 1.054.020 millones**, equivalente a un 74,5%, respecto a septiembre de 2021, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 616.985 millones**, debido principalmente a: (i) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 445.291 millones, producto fundamentalmente de la depreciación de la moneda local respecto al tipo de cambio promedio del dólar estadounidense en el período; (ii) mayores ventas físicas por Ch\$ 194.889 millones, correspondientes a +3.224 GWh, explicado por mayores ventas a clientes libres (+1.579 GWh) asociadas en gran medida a nuevos contratos, mayores ventas a clientes regulados (+1.350 GWh) y en el mercado spot (+295 GWh); y (iii) mayores ingresos por servicios complementarios, relacionados con la seguridad y calidad del servicio, y otros servicios por Ch\$ 21.484 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores pérdidas por coberturas de commodities por Ch\$ 44.679 millones.
 - > **Mayores otras ventas por Ch\$ 351.501 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 351.386 millones.
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 85.111 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 61.785 millones; y (ii) mayor ingreso por servicios de regasificación por Ch\$ 22.546 millones.

En lo que respecta al 3T 2022, los Ingresos de Explotación alcanzaron los **Ch\$ 1.019.627 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 471.235 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 219.409 millones**, debido fundamentalmente a: (i) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 172.076 millones; (ii) mayores ventas físicas por Ch\$ 43.651 millones, correspondientes a +523 GWh (+544 GWh a clientes regulados, +9 GWh en el mercado spot y -30 GWh a clientes libres); y (iii) mayores ingresos por servicios complementarios y otros servicios por Ch\$ 23.879 millones. Lo anterior, parcialmente compensando por menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 20.196 millones.
- > **Mayores otras ventas por Ch\$ 237.107 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 236.831 millones.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 14.225 millones**, explicado fundamentalmente por mayor ingreso por servicios de regasificación por Ch\$ 15.430 millones.
- **Los Costos de Explotación, acumulados al 30 de septiembre de 2022, ascendieron a Ch\$ 1.993.791 millones**, presentando un aumento de **Ch\$ 1.004.462 millones**, respecto al mismo período de 2021, que se explica por:
 - > **Mayores compras de energía por Ch\$ 409.155 millones**, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física en el mercado spot (+407 GWh) y a otras generadoras (+99 GWh), debido en gran medida a una mayor necesidad de energía para abastecer el aumento de la demanda en los segmentos de clientes libres y regulados, unido a un mayor precio promedio de compra por las condiciones del sistema.
 - > **Mayores otros provisionamientos variables y servicios por Ch\$ 266.087 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 246.181 millones; (ii) mayores costos por impuestos de emisiones de centrales térmicas por Ch\$ 8.603 millones; (iii) mayores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 6.258 millones; (iv) mayor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 2.823 millones; y (v) mayor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 2.222 millones (agua, químicos, etc.).

- > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 237.083 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 188.302 millones, debido fundamentalmente a una mayor generación con este combustible unido a un mayor precio promedio de compra; (ii) mayor pérdida por deterioro en inventario de carbón por Ch\$ 27.661 millones y diésel por Ch\$ 665 millones, ambos relacionados con la discontinuidad de la unidad generadora a carbón Bocamina II, deteriorada en el segundo trimestre de 2020; (iii) mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 18.662 millones, debido a un mayor precio promedio de compra, a pesar de la disminución en el volumen consumido; y (iv) mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 11.243 millones, debido a un mayor precio promedio de compra. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 9.408 millones.
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 92.137 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor gasto en peajes por Ch\$ 49.051 millones, producto fundamentalmente de un mayor costo por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente al aumento de los costos marginales por Ch\$ 52.793 millones, parcialmente compensado por menores costos por concepto de AAT (Ajuste de Armonización Tarifaria) del sistema de transmisión zonal por Ch\$ 8.858 millones y un menor costo por la reliquidación del contrato con la empresa Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 2.593 millones; (ii) mayor costo por regasificación por Ch\$ 34.765 millones; y (iii) mayor costo por transporte de gas por Ch\$ 8.321 millones.

Durante el **3T 2022**, los **Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 767.782 millones**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 289.501 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 168.052 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 154.573 millones; (ii) mayores costos por impuestos de emisiones de centrales térmicas por Ch\$ 5.197 millones; (iii) mayor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 5.754 millones; y (iv) mayor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 2.823 millones.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 48.841 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 58.851 millones, debido a una mayor generación con este combustible; y (ii) mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 9.251 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 7.575 millones; (ii) menor pérdida por deterioro en inventario de carbón

por Ch\$ 7.384 millones; y (iii) menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 4.322 millones.

- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 44.327 millones**, debido fundamentalmente a un mayor precio promedio de compra por las condiciones del sistema, a pesar de las menores compras físicas (-1.144 GWh).
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 28.281 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor gasto en peajes por Ch\$ 14.701 millones; (ii) mayor costo de regasificación por Ch\$ 10.558 millones; y (iii) mayor costo por transporte de gas por Ch\$ 3.022 millones.
- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 38.761 millones, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022**, lo que representa una **disminución de Ch\$ 8.418 millones** respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por: (i) menores gastos por reestructuración por Ch\$ 6.887 millones registrados el segundo trimestre de 2021, vinculados a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024; y (ii) mayor activación de mano de obra por Ch\$ 6.636 millones, fundamentalmente por nuevos proyectos de EGP Chile. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 4.758 millones, fundamentalmente por reajustes y revisiones salariales.

En términos trimestrales, **los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) ascendieron a Ch\$ 12.415 millones durante el 3T 2022**, presentando una disminución de Ch\$ 1.568 millones respecto a igual trimestre del 2021, explicado principalmente por mayor activación de mano de obra por Ch\$ 5.529 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 2.135 millones; y (ii) mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas por Ch\$ 1.741 millones.

- **Los Otros Gastos por Naturaleza, acumulados al 30 de septiembre de 2022, alcanzaron los Ch\$ 98.259 millones**, aumentando en Ch\$ 14.670 millones respecto a septiembre de 2021, explicado fundamentalmente por mayores gastos por: (i) servicios profesionales por Ch\$ 5.779 millones, principalmente relacionados con los proyectos en desarrollo y en operación de EGP Chile; (ii) servicios de mantención y reparación por Ch\$ 4.521 millones; (iii) compra de materiales por Ch\$ 3.102 millones, principalmente por compra de paneles fotovoltaicos y otros materiales para el desarrollo de proyectos de EGP Chile; y (iv) seguros contratados por Ch\$ 1.315 millones.

En el 3T 2022, los Otros Gastos por Naturaleza ascendieron a Ch\$ 42.181 millones, aumentando en Ch\$ 14.986 millones respecto al 3T 2021, debido fundamentalmente a un mayor gasto por: (i) servicios profesionales por Ch\$ 5.716 millones, principalmente relacionados con los proyectos en desarrollo y en operación de EGP Chile; (ii) servicios de mantención y reparación por Ch\$ 3.460 millones; (iii) servicios técnicos y de administración por Ch\$ 3.247 millones; (iv) compra de materiales por Ch\$ 1.864 millones; y (v) seguros contratados por Ch\$ 614 millones.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó los Ch\$ 118.593 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2022, lo que representa un aumento de Ch\$ 35.643 millones, o un 43,0% de alza, con respecto al mismo período del año anterior. Respecto a los resultados del 3T 2022, el EBITDA de este segmento presentó una disminución de Ch\$ 10.705 millones, o un 26,9% de reducción, 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\$ 1.071.401 millones, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022**, presentando un aumento de Ch\$ 204.413 millones respecto a los ingresos alcanzados al 30 de septiembre de 2021. La variación positiva correspondiente a un 23,6%, se explica principalmente por:
 - > **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 193.487 millones**, debido a: (i) aumento del precio medio de venta por Ch\$ 139.050 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio; y (ii) mayor venta física de energía (+595 GWh), fundamentalmente en el segmento residencial, por Ch\$ 54.437 millones.
 - > **Mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 15.622 millones**, fundamentalmente por: (i) mayores ingresos por peajes por Ch\$ 18.219 millones, principalmente en el segmento de transmisión zonal; (ii) mayores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 1.203 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores ingresos por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por Ch\$ 3.800 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos por Ch\$ 5.341 millones**, fundamentalmente por: (i) menor ingreso por aumento en compensaciones a clientes por Ch\$ 2.167 millones; (ii) menor ingreso por concepto de recuperación de consumos no registrados (CNR) por Ch\$ 1.967 millones; y (iii) menor ingreso por reverso de provisión registrado en el período 2021, producto de la revocación de multa SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) por Ch\$ 1.311 millones.

Los Ingresos de Explotación del 3T 2022 fueron de Ch\$ 413.258 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 103.561 millones, equivalente a un 33,4%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por **mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 103.567 millones**, debido a un aumento del precio medio de venta por Ch\$ 84.821 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio, unido a una mayor venta física de energía (+183 GWh) por Ch\$ 18.746 millones.

- **Los Costos de Explotación, acumulados al 30 de septiembre de 2022, ascendieron a Ch\$ 876.190 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 179.042 millones respecto al mismo período de 2021, equivalente a un 25,7% de alza, que se explica por:
 - > **Mayores compras de energía por Ch\$ 168.902 millones**, debido principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 143.470 millones, unido a una mayor compra física en el periodo (+482 GWh) correspondiente a Ch\$ 25.431 millones.
 - > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 9.821 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 8.588 millones, y (ii) mayores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 1.233 millones.

Durante el **3T 2022, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 354.645 millones**, aumentando en Ch\$ 109.964 millones respecto al 3T 2021. Esta variación se explica principalmente por: **(i) mayores compras de energía por Ch\$ 103.380 millones**, producto fundamentalmente de un mayor precio medio de compra por Ch\$ 89.886 millones y una mayor compra física en el período (+125 GWh) por Ch\$ 13.494 millones; y **(ii) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 7.798 millones**, por un mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 5.361 millones y mayores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 2.437 millones.

- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 17.345 millones, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022**, lo que representa una disminución de Ch\$ 12.097 millones respecto a septiembre de 2021, como consecuencia principalmente de: (i) menores gastos por reestructuración por Ch\$ 8.581 millones, registrados durante el período 2021, vinculados a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024; (ii) menor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas llevadas a cabo por sindicatos de Enel Distribución Chile y Enel Transmisión Chile en 2021 por Ch\$ 4.542 millones; y (iii) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 1.154 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 1.748 millones, fundamentalmente por reajustes y revisiones salariales.

En lo que respecta al **3T 2022**, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 5.795 millones**, manteniéndose en línea respecto al 3T 2021, donde estos gastos alcanzaron los Ch\$ 5.259 millones.

- **Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 59.273 millones, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022**, lo que representa un aumento de Ch\$ 1.825 millones comparado con el mismo período del año anterior, explicado principalmente por mayor gasto por servicios profesionales y otros servicios varios por Ch\$ 2.693 millones, parcialmente compensado por menores costos por operación, mantenimiento y reparación por Ch\$ 868 millones.

En lo que respecta al **3T 2022**, los **Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 23.766 millones**, aumentando en Ch\$ 3.766 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, explicado principalmente por mayores costos por operación, mantenimiento y reparación.

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 2022 y 2021:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Acumuladas (en millones de Ch\$)					
	sept-22			sept-21		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	338.385	(135.382)	203.003	295.079	(121.303)	173.776
Segmento Distribución y Redes	118.593	(57.951)	60.642	82.950	(44.602)	38.347
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42.349)	1.129	(41.220)	(23.614)	1.494	(22.120)
Total Consolidados ENEL CHILE	414.630	(192.204)	222.425	354.414	(164.411)	190.003

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de Ch\$)					
	3T2022			3T2021		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	197.239	(48.047)	149.192	28.924	(41.845)	(12.921)
Segmento Distribución y Redes	29.052	(14.175)	14.877	39.757	(14.260)	25.497
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(19.371)	1.498	(17.874)	(8.107)	372	(7.735)
Total Consolidados ENEL CHILE	206.920	(60.724)	146.195	60.574	(55.734)	4.841

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 192.204 millones, por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2022, aumentando en Ch\$ 27.793 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por:

- > **Mayor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 20.356 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor depreciación y amortización en el Grupo EGP Chile por Ch\$ 12.720 millones, explicado en gran medida por efecto de tipo de cambio y en menor grado por la entrada en operación de nuevas centrales solares; y (ii) mayor gasto en el Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 7.646 millones, relacionado con una mayor amortización de activos intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 4.779 millones y con el traspaso de nuevas inversiones a explotación por Ch\$ 2.422 millones.
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 7.437 millones**, fundamentalmente por aumento en el Segmento de Distribución y Redes por Ch\$ 5.703 millones y en el Segmento de Generación por Ch\$ 1.472 millones, debido al aumento de las cuentas por cobrar a clientes y, como consecuencia, de la pérdida crediticia esperada.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



Respecto al 3T 2022, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **Ch\$ 60.724 millones**, presentando un aumento de **Ch\$ 4.991 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por un mayor gasto en depreciación y amortización en el Grupo EGP Chile por Ch\$ 5.164 millones, por efecto de tipo de cambio y producto de un aumento en la entrada de activos en explotación.

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 2022 y 2021:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-22	sept-21	Variación	%	3T2022	3T2021	Variación	%
Ingresos Financieros	44.615	17.655	26.959	152,7%	14.344	6.609	7.735	117,0%
Gastos Financieros	(143.462)	(136.789)	(6.672)	4,9%	(62.894)	(36.277)	(26.617)	73,4%
Diferencias de Cambio	20.116	(5.721)	25.837	N/A	23.265	(1.417)	24.682	N/A
Resultados por Unidades de Reajuste	8.297	2.874	5.423	188,7%	1.226	1.901	(675)	(35,5%)
Total Resultado Financiero	(70.434)	(121.981)	51.547	(42,3%)	(24.058)	(29.183)	5.125	(17,6%)
Otras Inversiones	98	105	(7)	(7,1%)	-	105	(105)	(100,0%)
Ventas de Activos	811	-	811	N/A	-	-	-	N/A
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	2.972	420	2.552	N/A	1.420	103	1.317	N/A
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	3.880	525	3.355	N/A	1.420	208	1.211	N/A
Resultado Antes de Impuesto	155.871	68.547	87.324	127,4%	123.556	(24.134)	147.691	N/A
Impuesto sobre Sociedades	14.709	(9.665)	24.374	(252,2%)	(10.298)	10.872	(21.171)	(194,7%)
Resultado del Periodo	170.581	58.882	111.698	189,7%	113.258	(13.262)	126.520	N/A
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>149.442</i>	<i>48.403</i>	<i>101.039</i>	<i>208,7%</i>	<i>100.246</i>	<i>(15.037)</i>	<i>115.282</i>	<i>N/A</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>21.138</i>	<i>10.479</i>	<i>10.660</i>	<i>101,7%</i>	<i>13.012</i>	<i>1.774</i>	<i>11.238</i>	<i>N/A</i>

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile alcanzó una pérdida de **Ch\$ 70.434 millones** en términos acumulados al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 51.547 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 121.981 millones obtenida en septiembre de 2021. Respecto al 3T 2022, el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 24.058 millones, un 17,6% inferior a la pérdida alcanzada el 3T 2021.

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

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 26.959 millones, explicados principalmente por: (i) mayores ingresos por actualización financiera de provisión por desmantelamiento de centrales deterioradas en el contexto del proceso de

descarbonización por Ch\$ 10.300 millones, como consecuencia de alzas en las tasas de interés evidenciadas durante el periodo; (ii) mayores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 10.974 millones; y (iii) mayores ingresos por refinanciamiento a clientes por Ch\$ 3.265 millones.

Durante el **3T de 2022**, los **ingresos financieros aumentaron en Ch\$ 7.735 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por: (i) mayores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 5.418 millones; y (ii) por mayores ingresos por refinanciamiento a clientes por Ch\$ 1.254 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 6.672 millones, principalmente explicados por: (i) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 21.119 millones, asociado a nuevos créditos con EFI; (ii) mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 13.202 millones; (iii) mayores intereses por acuerdos de desplazamiento de pago con proveedores por Ch\$ 6.548 millones; y (iv) mayor gasto por actualización financiera de provisiones por desmantelamiento por Ch\$ 6.064 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 19.324 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\$ 26.395 millones; (ii) menores gastos financieros por mayor capitalización de intereses por Ch\$ 12.418 millones, que se explica fundamentalmente por un mayor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional y por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Cóndores; (iii) menores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos³ por Ch\$ 6.271 millones; y (iv) menores gastos relacionados con la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por Ch\$ 2.640 millones.

Durante el **3T de 2022**, los **gastos financieros aumentaron en Ch\$ 26.617 millones** respecto a igual trimestre del año 2021, explicado principalmente por: (i) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 10.683 millones, asociado a nuevos créditos con EFI; (ii) mayores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 5.585 millones; (iii) mayores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 13.004 millones, fundamentalmente relacionados con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria, los cuales aumentaron en

³ En el marco de la crisis sanitaria producto de COVID-19, el 5 de agosto de 2020 fue promulgada la Ley n° 21.249, la cual contemplaba medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, entre las cuales se establecía la posibilidad de prorratar las deudas contraídas hasta en 48 cuotas a elección de los clientes, sin multas ni intereses. Con fecha 22 de mayo de 2021 fue promulgada la Ley n° 21.340, que prorrogó los efectos de la ley anterior hasta el 31 de diciembre de 2021.

Ch\$10.028 millones (Decreto 9T del 30 de mayo de 2022); (iv) mayores intereses por acuerdos de desplazamiento de pago con proveedores por Ch\$ 3.775 millones; y (v) mayor gasto por actualización financiera de provisiones por desmantelamiento por Ch\$ 2.114 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros por mayor capitalización de intereses por Ch\$ 3.853 millones; y (ii) menores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos por Ch\$ 6.271 millones.

Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 5.423 millones, principalmente explicado por: (i) mayor utilidad por reajuste de activos no financieros por Ch\$ 6.448 millones; y (ii) mayor utilidad por en impuestos por recuperar por Ch\$ 510 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor utilidad por reajuste de instrumentos financieros por Ch\$ 1.262 millones, fundamentalmente asociados a deuda financiera e instrumentos derivados; y (ii) mayores efectos negativos 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\$ 334 millones.

Durante el **3T de 2022**, el **resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de Ch\$ 675 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, debido fundamentalmente a: (i) mayor pérdida por reajuste de instrumentos financieros por Ch\$ 2.443 millones, fundamentalmente asociados a deuda financiera e instrumentos derivados; (ii) mayores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por Ch\$ 996 millones; y (iii) mayor pérdida en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 602 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayor utilidad por reajuste de activos no financieros por Ch\$ 3.628 millones.

Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 25.837 millones, explicada principalmente por: (i) mayores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 43.337 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 54.012 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472, que requirieron la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; y (ii) menor diferencia de cambio negativa generada por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 10.313 millones, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 14.936 millones producto de la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria.

Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por Ch\$ 17.058 millones; y (ii) menor diferencia de cambio positiva sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 7.534 millones.

Durante el **3T 2022**, **hubo una mayor utilidad por diferencia de cambio por Ch\$ 24.682 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicada

principalmente por: (i) mayores diferencias de cambio positivas generadas por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 7.161 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 3.089 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria; (ii) mayores diferencias de cambio positivas en cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 21.481 millones, principalmente asociadas a créditos con EFI; y (iii) menor diferencia de cambio negativa generada por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 14.716 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 1.695 millones producto de la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria.

Lo anterior, fue compensado parcialmente por mayor diferencia de cambio negativa sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 15.624 millones.

Impuesto sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una utilidad de Ch\$ 14.709 millones al 30 de septiembre de 2022, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 24.374 millones respecto a igual periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto de Ch\$ 33.916 millones, producto de mayores pérdidas por corrección monetaria. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto por impuestos por Ch\$ 8.946 millones, producto de un menor gasto financiero en comparación con el período 2021, relacionado con las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar.

Respecto al 3T 2022 el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de Ch\$ 10.298 millones, lo que representa un mayor gasto de Ch\$ 21.171 millones respecto a igual periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto de Ch\$ 38.166 millones, producto de mayores resultados operacionales respecto al año anterior. Lo anterior, parcialmente compensado por un menor gasto de Ch\$ 13.706 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **aumentaron en Ch\$ 2.125.522 millones al 30 de septiembre de 2022**, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2021.

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-22	dic-21	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.434.300	1.268.253	1.166.047	91,9%
Activos No Corrientes	9.191.546	8.232.071	959.475	11,7%
Total Activos	11.625.846	9.500.324	2.125.522	22,4%

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 1.166.047 millones** al 30 de septiembre de 2022 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\$ 548.663 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 511.537 millones, de las cuales Ch\$ 312.731 millones provienen del segmento de Generación y Ch\$ 193.793 millones del segmento de Distribución y Redes, debido a mayores ventas físicas en ambos segmentos, a mayores precios medios de venta expresados en pesos y al efecto generado por el cese de aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria⁴ en enero de 2022, lo cual implicó que a partir de marzo del presente comenzaran a acumularse cuentas por cobrar de corto plazo a clientes regulados por la diferencia entre los precios teóricos que surgen de las condiciones establecidas en los contratos con las respectivas empresas Distribuidoras y las tarifas reguladas que actualmente se están aplicando en la facturación a los clientes finales; y (ii) mayores cuentas por cobrar por anticipos a proveedores por Ch\$ 37.226 millones.
- **Aumento de los Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 414.179 millones**, explicado por la reclasificación a disponibles para la venta de los activos corrientes y no corrientes de Enel Transmisión Chile S.A.

⁴ Durante el mes de enero del 2022 se alcanzó el límite de US\$ 1.350 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N° 21.185, que creó un mecanismo transitorio de estabilización tarifaria para clientes regulados. El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes regulados. Cabe señalar que todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1350 millones indicado en la Ley N°21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 205.269 millones**, que se explica por una mayor cuenta por cobrar a: (i) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 171.714 millones, fundamentalmente por venta de gas y por operaciones de derivados de commodities; y (ii) Endesa Energía S.A.U. por Ch\$ 36.729 millones, por concepto de venta de gas.
- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 83.273 millones**, explicado principalmente por el aumento del IVA crédito fiscal por Ch\$ 99.755 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile por mayores compras, parcialmente compensado por menores gastos pagados por anticipado por Ch\$ 16.186 millones, producto en gran medida de la amortización de primas de seguro del período.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 74.595 millones**, explicado principalmente las siguientes salidas de efectivo: (i) pago a proveedores por Ch\$ 3.376.794 millones; (ii) compras de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 711.863 millones; (iii) pago de préstamos por Ch\$ 203.099 millones; (iv) pago de intereses por Ch\$ 110.087 millones; (v) pago a los empleados por Ch\$ 109.012 millones; (vi) pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 44.840 millones; (vii) pago de dividendos por Ch\$ 34.886 millones; (viii) pago de primas de seguros por Ch\$ 26.619 millones; y (ix) otras salidas de efectivo por Ch\$ 94.931 millones, principalmente relacionadas con pago de IVA y otros impuestos. Lo anterior, compensado en gran parte por las siguientes entradas de efectivo: (i) recaudación de clientes por Ch\$ 3.586.629 millones, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 1.065.181 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 Transmisión; (ii) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 602.034 millones; y (iii) préstamos bancarios por Ch\$ 448.873 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 959.475 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 599.894 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento de las obras en curso por Ch\$ 596.364 millones, principalmente en el Segmento de Generación; (ii) incremento por diferencias de conversión por Ch\$ 411.901 millones, fundamentalmente provenientes del EGP Chile, sociedad que tiene como moneda funcional el dólar estadounidense, como consecuencia de la depreciación del peso chileno respecto a la divisa norteamericana; (iii) aumento en edificios, plantas y equipos de generación por Ch\$ 24.316 millones; y

(iv) aumento en infraestructura de red por Ch\$ 30.828 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) depreciación del período por Ch\$ 155.852 millones; (ii) reclasificación de propiedades, planta y equipo de Enel Transmisión Chile S.A. a activos mantenidos para la venta por Ch\$ 310.039 millones.

- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 239.397 millones**, explicado principalmente por mayores activos por pérdidas tributarias por Ch\$ 325.911 millones, de las cuales Ch\$ 215.143 millones corresponden a Enel Generación Chile y Ch\$ 110.768 millones a Enel Chile. Lo anterior, parcialmente compensado por menores activos por depreciación de activo fijo por Ch\$ 99.161 millones, correspondientes a Enel Generación Chile.
- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 42.591 millones**, explicado principalmente por un aumento en Enel Green Power Chile por efecto de tipo de cambio y por nuevos contratos de arrendamiento de terrenos relacionados con el desarrollo de nuevos proyectos.
- **Aumento de inversiones contabilizadas por el método de la participación por Ch\$ 39.620 millones**, explicado principalmente por: (i) adquisición durante el período 2022 de participaciones no controladoras en las compañías Sociedad de Inversiones K Cuatro S.p.A. por Ch\$ 29.353 millones, HIF H2 S.p.A. por Ch\$ 2.703 millones, Enel X Way Chile S.p.A. por Ch\$ 1.835 millones y Suministradora de Buses K Cuatro S.p.A. por Ch\$ 297 millones; y (ii) participación en resultado del período de asociadas y negocios conjuntos por Ch\$ 2.972 millones, utilidades provenientes principalmente de GNL Chile S.A.
- **Aumento de Otros activos no financieros no corrientes por Ch\$ 25.602 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento del IVA crédito fiscal por Ch\$ 21.397 millones, fundamentalmente en EGP Chile; y (ii) activación de impuestos de timbre y estampillas en Enel Chile por créditos con EFI por Ch\$ 4.366 millones.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 11.625.846 millones al 30 de septiembre de 2022**, presentando un aumento de un 22,4% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2021.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-22	dic-21	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	3.941.638	2.132.327	1.809.311	84,9%
Pasivos No corrientes	4.326.965	4.021.504	305.461	7,6%
Patrimonio Total	3.357.243	3.346.493	10.750	0,3%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	3.086.533	3.097.868	(11.335)	(0,4%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	270.710	248.625	22.085	8,9%
Total Patrimonio y Pasivos	11.625.846	9.500.324	2.125.522	22,4%

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 1.809.311 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 1.244.703 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por pagar a: (i) Enel Finance International NV (EFI) por Ch\$ 983.061 millones, que corresponden principalmente a los nuevos financiamientos otorgados a Enel Chile durante el período 2022 por un total de Ch\$ 602.034 millones (US\$ 700 millones), efecto de tipo de cambio de la deuda por Ch\$ 201.862 millones y traspaso a corriente de la porción corto plazo de la deuda por Ch\$ 168.552 millones; (ii) Enel Global Trading S.p.A. por Ch\$ 228.028 millones, principalmente por operaciones de cobertura de commodities; (iii) GNL Chile S.A. por Ch\$ 23.029 millones, por compra de gas; y (iv) Enel Grids S.r.l. por Ch\$ 9.161 millones, por servicios informáticos.
- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 319.005 millones**, explicado por: (i) aumento de obligaciones por préstamos bancarios por Ch\$ 294.207 millones, fundamentalmente producto del giro de la totalidad de una nueva línea de crédito de Enel Chile con Nova-Scotia y Mizuho (US\$ 300 millones); (ii) aumento de pasivos por bonos por Ch\$ 18.636 millones, principalmente por devengo de intereses; y (iii) aumento de pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 6.161 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 193.390 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores cuentas por pagar por compras de energía por Ch\$ 203.689 millones; (ii) mayores cuentas por pagar por compra de combustibles por Ch\$ 59.319 millones; y (iii) mayores cuentas por pagar por compra de bienes y servicios por Ch\$ 39.190 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores cuentas por pagar por

compra de activos por Ch\$ 92.879 millones; (ii) menores cuentas por pagar por dividendos por Ch\$ 11.735 millones; y (iii) menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 3.243 millones.

- **Aumento de Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 28.420 millones**, explicado por la reclasificación a disponibles para la venta de los pasivos corrientes y no corrientes de Enel Transmisión Chile S.A.

Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 305.461 millones** al 30 de septiembre de 2022, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 256.249 millones**, explicado por: (i) incremento de pasivos por bonos por Ch\$ 204.876 millones y préstamos bancarios por Ch\$ 28.972 millones, debido fundamentalmente a diferencias de tipo de cambio y reajustes; y (ii) aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 22.401 millones.
- **Aumento de Pasivos por arrendamiento no corrientes por Ch\$ 38.927 millones**, explicado principalmente por un aumento en Enel Green Power Chile por efecto de tipo de cambio y por nuevos contratos de arrendamiento de terrenos relacionados con el desarrollo de nuevos proyectos.
- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 29.213 millones**, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por pagar por compras de energía por Ch\$ 32.722 millones en Enel Distribución Chile, por efecto de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 3.451 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 12.738 millones**, que se explica por una disminución de las cuentas por pagar a EFI, principalmente por traspaso a corriente de la porción corto plazo de la deuda por Ch\$ 168.552 millones. Lo anterior, en gran parte compensado por el aumento de la deuda por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 155.342 millones.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 3.357.243 millones al 30 de septiembre de 2022, presentando una disminución de Ch\$ 10.750 millones respecto al 31 de diciembre de 2021, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de Ch\$ 3.086.533 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 1.754.604 millones y Otras reservas por menos Ch\$ 2.550.174 millones.
 - > **Las Utilidades acumuladas, presentan una variación positiva de Ch\$ 151.418 millones**, que se explica principalmente por la utilidad del período por Ch\$ 149.442 millones.
 - > **Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 162.753 millones**, que se explican por menores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 314.480 millones, parcialmente compensado por mayores reservas de conversión por Ch\$ 148.930 millones y mayores otras reservas varias por Ch\$ 2.798 millones.
- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 270.710 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 22.085 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021, explicado principalmente por: (i) utilidad del ejercicio por Ch\$ 21.138 millones; y (ii) mayor otro resultado integral por Ch\$ 8.600 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por pago de dividendos por Ch\$ 7.339 millones.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-22	dic-21	sept-21	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,62	0,59	-	0,03	4,7%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,60	0,57	-	0,03	4,5%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(1.507.338)	(864.073)	-	(643.265)	74,5%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	2,46	1,84	-	0,62	33,9%
	Deuda Corbo Plazo (4)	%	47,7%	34,7%	-	13,0%	37,4%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	52,3%	65,3%	-	(13,0%)	(19,9%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,60	-	2,54	1,06	41,9%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	6,9%	-	9,2%	(2,3%)	(24,7%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	6,0%	-	7,3%	(1,3%)	(17,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	2,1%	-	2,9%	(0,8%)	(28,6%)

(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 período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de septiembre y

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

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2022 alcanzó 0,62 veces, presentando una variación positiva de 4,7% con respecto al 31 de diciembre de 2021. Esta variación está explicada en gran medida por un aumento de las cuentas comerciales por cobrar y la reclasificación a activos mantenidos para la venta de los activos corrientes y no corrientes de Enel Transmisión Chile S.A., compensado en parte por el aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes, fundamentalmente por los nuevos financiamientos otorgados por EFI a Enel Chile (US\$ 700 millones) y el aumento de otros pasivos financieros corriente, producto del financiamiento otorgado por Nova-Scotia y Mizuho a Enel Chile (US\$ 300 millones).
- > **La razón ácida** al 30 de septiembre de 2022, alcanzó 0,60 veces, presentando una variación positiva de 4,5% con respecto al 31 de diciembre de 2021, lo cual se explica por las mismas razones anteriores.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2022 presentó un valor negativo de Ch\$ 1.507.338 millones, equivalente a un aumento de 74,5% respecto al resultado obtenido al 31 de diciembre de 2021, lo cual se explica por las mismas razones anteriores.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 2,46 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2022, versus el 1,84 veces al 31 de diciembre de 2021. Este empeoramiento en el índice se explica en gran medida por el aumento de la deuda financiera producto de los nuevos

financiamientos obtenidos por Enel Chile durante el período 2022 y por el efecto del mayor tipo de cambio.

- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de septiembre de 2022 fue de 3,6 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de un 41,9% de este índice comparado con septiembre 2021, se explica por el mayor EBITDA generado en el período 2022, tanto en el Segmento de Generación como en el Segmento de Distribución y Redes.

Aislando los efectos extraordinarios, relacionados con los deterioros de inventario de combustibles reconocidos durante los períodos 2022 y 2021, producto del proceso de descarbonización y provisiones por reestructuración reconocidas durante el período 2021, este índice habría aumentado un 42,8% (4,05 veces al 30 de septiembre de 2022 versus 2,83 veces al 30 de septiembre de 2021).

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 6,9% al 30 de septiembre de 2022, comparado con el porcentaje de 9,2% obtenido en el mismo período del año anterior. El menor desempeño, correspondiente a menos 2,3 p.p., se debe en gran medida a mayores costos de explotación fundamentalmente en el Segmento de Generación.

Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos 2022 y 2021, el índice de rentabilidad habría disminuido en 2,7 p.p. (8,5% al 30 de septiembre de 2022 versus 11,2% al 30 de septiembre de 2021).

- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 6,0% al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de 1,3 p.p. respecto al índice del mismo período del año anterior. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 0,1 p.p. (8,4% al 30 de septiembre de 2022 versus 8,5% al 30 de septiembre de 2021).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 2,1% al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de 0.8 p.p. respecto al índice del mismo período del año anterior. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 0,6 p.p. (2,8% al 30 de septiembre de 2022 versus 3,4% al 30 de septiembre de 2021).

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 72.657 millones por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 46.657 millones con respecto al mismo período de 2021. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta reducción en los flujos de efectivo, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	sept-22	sept-21	Variación	Var %
Flujo de Operación	(33.230)	405.183	(438.413)	(108,2%)
Flujo de Inversión	(726.555)	(608.538)	(118.017)	19,4%
Flujo de Financiamiento	687.128	177.355	509.773	287,4%
Flujo neto del período	(72.657)	(26.000)	(46.657)	179,5%

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 33.230 millones en el período terminado al 30 de septiembre de 2022. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por flujos de salida de efectivo por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 3.376.794 millones; (ii) pago a empleados por Ch\$ 109.012 millones; (iii) pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 44.840 millones; (iv) pagos netos de cobros de primas de seguros por Ch\$ 26.069 millones; y (v) otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 79.635 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos. Lo anterior, parcialmente compensado por flujos de entrada por: (i) cobros por ventas de bienes y servicios por Ch\$ 3.586.629 millones; y (ii) otros cobros por actividades de operación por Ch\$ 16.492 millones.

La mayor salida de caja por Ch\$ 438.413 millones en el flujo de operación respecto al mismo período de 2021, se debe en gran medida a un mayor pago a proveedores por Ch\$ 1.314.337 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores cobros por venta de bienes y servicios por Ch\$ 809.850 millones, variación que considera una mayor entrada de caja durante el periodo 2022 por Ch\$ 155.443 millones, producto de las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar respecto a las operaciones realizadas durante el período 2021; y (ii) menor pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 51.230 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 726.555 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2022. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 711.863 millones; y (ii) desembolso realizado para adquirir el 40% de participación adicional en la compañía Sociedad de Inversiones K Cuatro S.p.A., compra efectuada por Enel X

Chile S.A. en febrero de 2022, por Ch\$ 29.940 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por el flujo de efectivo recibido en mayo de 2022 por la venta del 51% de propiedad de la sociedad Enel X Way Chile S.p.A., compañía surgida de la división de Enel X Chile S.A., por Ch\$ 11.358 millones.

La mayor salida de caja por Ch\$ 118.017 millones en el flujo de inversión, respecto a septiembre de 2021, se explica fundamentalmente por: (i) mayores compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 105.438 millones, principalmente en las compañías EGP Chile y Enel Transmisión Chile; y (ii) compra de participación en la compañía Sociedad de Inversiones K Cuatro S.p.A., por Ch\$ 29.940 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por una menor salida de efectivo por compra de activos intangibles por Ch\$ 17.179 millones.

Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 687.128 millones, por el período terminado el 30 de septiembre de 2022. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por flujos de entrada procedentes de: (i) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 602.034 millones; y (ii) nuevos préstamos bancarios de Enel Chile por Ch\$ 448.873 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por flujos de salida por: (i) pago de préstamos bancarios y bonos por Ch\$ 203.099 millones, realizados principalmente por Enel Chile y Enel Generación Chile; (ii) pago de intereses por Ch\$ 110.087 millones; (iii) pago de dividendos por Ch\$ 34.886 millones; y (iv) otras salidas de efectivo por Ch\$ 15.707 millones.

La variación positiva de Ch\$ 509.773 millones en el flujo de financiamiento respecto a septiembre 2021, se explica fundamentalmente por: (i) mayor entrada de efectivo por préstamos bancarios por Ch\$ 411.165 millones; (ii) menor salida de efectivo por pagos de dividendos por Ch\$ 192.299 millones; y (iii) mayor entrada de efectivo por préstamos con EFI por Ch\$ 131.934 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor salida de efectivo por pago de préstamos por Ch\$ 186.554 millones; y (ii) mayor salida de efectivo por pago de intereses por Ch\$ 30.141 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 2022 y 2021:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	sept-22	sept-21	sept-22	sept-21
Segmento Generación	628.558	546.341	133.994	121.387
Segmento Distribución y Redes	80.776	57.920	40.382	32.740
Otras actividades de negocio	2.530	2.165	589	482
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	711.863	606.426	174.965	154.610

Los principales desembolsos se originan en el negocio de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 628.558 millones al 30 de septiembre de 2022.

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 al comienzo de 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 38 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:

	sept-22	dic-21
Tasa de interés fija	68%	82%

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 LIBOR será descontinuada paulatinamente, con una fecha límite del 30 de junio de 2023, y el consenso de mercado es que ésta sea sustituida por la tasa de referencia SOFR, correspondiente a una tasa libre de riesgos. El Grupo Enel Chile ha desarrollado un análisis sobre los potenciales impactos de esta reforma, lo que incluye una identificación de los contratos afectados, un análisis de las cláusulas relevantes y un plan de trabajo con el fin de adaptar y actualizar dicha documentación a los nuevos estándares de mercado. Adicionalmente y como una forma de anticiparnos a esta reforma, todas las nuevas operaciones financieras firmadas por Enel Chile se han regido por la nueva tasa de interés de referencia SOFR.

Sin embargo, lo anterior no elimina algunos potenciales riesgos propios del proceso de adaptación a la nueva tasa de referencia, como lo son un posible aumento o disminución de tasa de interés post cambio de tasa de referencia, riesgo relacionado a la disponibilidad de datos de la nueva tasa, riesgo operacional derivado de la necesidad de adaptar nuestros sistemas a la nueva referencia, entre otros.

Al 30 de septiembre de 2022, nuestra exposición total a la deuda LIBOR es de US\$ 1.190 millones y todas ellas incluyen provisiones para la transición del LIBOR a una tasa de referencia alternativa. Adicionalmente, contamos con coberturas a través de instrumentos derivados que hacen referencia de Libor con vencimiento posterior a junio 2023 por US\$ 50 millones y contemplan provisiones de transición según estándar 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 a 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 tercer trimestre de 2022, 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 2022 había coberturas de Brent por 839 Kbbbl a liquidarse en 2022 y 3.400 Kbbbl de Brent a liquidarse en 2023; respecto del gas, había coberturas por tres commodities: a) el HH Swap con 6,0 TBtu a liquidarse en 2022 y con 2,0 TBtu a liquidarse en 2023; b) el HH Future, con 1,1 TBtu a liquidarse en 2022 y 18,9 TBtu a liquidarse en 2023; y c) TFU con 12,3 TBtu a liquidarse en el año 2023. Respecto del carbón, había 126,6 kTon liquidarse en 2022 y 175,6 kTon a liquidarse en 2023. Al 31 de diciembre de 2021 había coberturas de Brent por 1.930 Kbbbl a liquidarse en 2022 y 9,1 TBtu de HH a liquidarse en 2022.

.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 tercer trimestre de 2022.

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.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de septiembre de 2022, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

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

Al 30 de septiembre de 2022, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 235.380 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 130.024 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 309.975 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 118.469 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, 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. Sin embargo, con fecha

de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley 21.249 Servicios Básicos, con dos prórrogas dentro del año 2021, la cual disponía de manera excepcional medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. La normativa estableció, hasta el 31 de diciembre de 2021, la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales (también a hospitales, centros de salud, hogares de menores y adultos mayores, organizaciones sin fines de lucro y microempresas, entre otros). En febrero de 2022, la Ley N° 21.423 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N° 21.249 y sus prórrogas, es decir, para las deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021, para los clientes que tengan un consumo promedio de 2021 de menos de 250 kWh y que tengan deuda del período antes indicado al 11 de febrero 2022, a través del cual cada cliente recibirá un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

El saldo de la deuda que no pueda estar cubierta en las 48 cuotas será absorbido en parte (50%) por la empresa y el resto será aplicado a las tarifas de distribución en el proceso tarifario posterior al fin de las 48 cuotas (cuota 49). El sistema de cobro comenzó el 1 de agosto 2022. Según nuevo oficio circular N°140129 del 30 de septiembre del 2022, el cliente ya no pierde su subsidio de forma completa en caso de no mantener su cuenta al día, si no que perderá el subsidio mensualmente tras haber transcurrido 45 días impagos desde el vencimiento del primer documento en el cual fue cargado el subsidio. Por lo tanto, se cargará sólo cuota de prorrateo como saldo anterior hasta que regularice su situación.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID.

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.
- > 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, respecto al peso chileno, incluyendo los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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\$ 926.312 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 junio de 2019 con vencimiento en junio de 2024, una suscrita en octubre de 2021 con vencimiento en octubre de 2025, y otra suscrita en abril de 2022 con vencimiento en octubre de 2023, 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 la cual 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 ésta.

En relación con los préstamos bancarios bajo ley de Chile, suscritos en julio de 2021 con vencimiento en junio de 2024, 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, estos préstamos contienen disposiciones según la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$150 millones en el caso del préstamo con vencimiento en junio de 2024 y de US\$300 millones en el caso del préstamo con vencimiento en diciembre 2026, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

En relación con el préstamo bancario bajo ley Italia, suscrito en agosto de 2022 con vencimiento en agosto 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 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 la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

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 2022).

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 2022.