



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE AL 31 DE MARZO DE 2023

(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 140.468 millones a marzo de 2023, superando ampliamente la utilidad de Ch\$ 60.342 millones registrada a marzo de 2022, debido principalmente a mayores ventas de energía y comercialización de gas en el Segmento de Generación.
- Al aislar los efectos extraordinarios asociados a la desconexión de la central Bocamina 2, el beneficio neto de la Compañía a marzo de 2023 creció un 95,3% respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 71.913 millones obtenida en el primer trimestre de 2022.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 31,0% al alcanzar un valor total de Ch\$ 1.175.229 millones durante el primer trimestre de 2023, como resultado fundamentalmente de un mayor precio medio de venta por efecto de tipo de cambio e indexación en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, unido a una mayor comercialización de gas en el Segmento de Generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 816.615 millones a marzo de 2023, reflejando un alza de 23,1% respecto al primer trimestre de 2022 debido esencialmente a mayores costos por compra de energía en los Segmentos de Generación y de Distribución y Redes, unido a un mayor costo de comercialización de gas en el Segmento de Generación.
- Como resultado de lo señalado previamente, el EBITDA de la Compañía aumentó un 68,1% al registrar un valor de Ch\$ 278.245 millones durante el primer trimestre de 2023. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA de Enel Chile a marzo de 2023 se incrementó un 52,5% respecto al EBITDA ajustado de Ch\$ 182.453 millones obtenido en el primer trimestre de 2022.
- El resultado financiero presentó una mejora por Ch\$ 12.556 millones respecto a marzo de 2022 al registrar un gasto de Ch\$ 16.901 millones a marzo de 2023, explicado principalmente por mayores ingresos financieros.



- En febrero de 2023, Enel Chile, a través de su subsidiaria Enel Green Power Chile (EGP Chile), inició la operación comercial de sus centrales fotovoltaicas Domeyko (204 MW) y Campos del Sol (375 MW), luego de recibir la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional. Además, durante el primer trimestre de 2023, la Compañía incorporó 72 MW de capacidad neta adicional al completar y conectar la central eólica Renaico II (144 MW) al Sistema.
- En marzo de 2023, Enel Chile, a través de EGP Chile, inició la construcción de su nuevo parque solar El Manzano (99 MW). Esta central será la primera planta fotovoltaica a gran escala de la Compañía en la Región Metropolitana, y también incorporará un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, en línea con la estrategia de hibridación de centrales renovables de Enel Chile.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta totalizó 5.068 GWh a marzo de 2023, un 1,9% menor (-97 GWh) al nivel registrado en el primer trimestre de 2022. Lo anterior se explicó esencialmente por una menor generación térmica asociada en gran medida a la desconexión de la central Bocamina 2 en septiembre de 2022, lo cual fue compensado en gran parte por una mayor generación solar e hidroeléctrica durante el presente año.
- Las ventas físicas de energía registraron un total de 7.900 GWh durante el primer trimestre de 2023, equivalente a una disminución de 3,8% (-312 GWh) en relación a marzo de 2022. Lo anterior se explicó básicamente por menores ventas a clientes libres y al mercado spot, las cuales fueron compensadas parcialmente por una mejora en las ventas a clientes regulados.
- Los ingresos operacionales crecieron un 41,0% respecto al primer trimestre de 2022 al totalizar Ch\$ 957.681 millones a marzo de 2023, como resultado principalmente de un mayor precio medio de venta por efecto de tipo de cambio y de indexación de contratos, y de una mayor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 638.071 millones durante el primer trimestre de 2023, mostrando un alza de 24,3% explicada principalmente por un mayor costo de comercialización de gas y un mayor costo por compras de energía por mayor precio fundamentalmente, compensados en parte por un menor costo por consumo de combustibles asociado en gran medida al proceso de descarbonización de la Compañía.



- Dado lo descrito previamente, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 112,2% al alcanzar un valor de Ch\$ 272.433 millones a marzo de 2023.

Información Física	mar-23	mar-22	Var %
Total Ventas (GWh)	7.900	8.211	(3,8%)
Total Generación (GWh)	5.068	5.165	(1,9%)

Distribución y Redes

- Durante el primer trimestre de 2023, las ventas físicas llegaron a 3.603 GWh reflejando una disminución de 14,0% respecto al primer trimestre de 2022 (-589 GWh) debido esencialmente a un cambio en el perímetro de consolidación producto de la venta de Enel Transmisión Chile en diciembre de 2022.
- El número de clientes aumentó un 2,5% durante el primer trimestre de 2023 al alcanzar un total de 2.096.833 usuarios finales, especialmente en los segmentos residencial y comercial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,25% en marzo de 2022 a 5,36% en marzo de 2023.
- Los ingresos operacionales crecieron un 7,5% en relación a marzo de 2022 al registrar un valor de Ch\$ 329.167 millones debido esencialmente a un mayor precio medio de venta por indexación de contratos.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron Ch\$ 286.432 millones a marzo de 2023, equivalente a un alza de 21,2% respecto a igual período del año anterior, explicada en gran medida por mayores costos por compras de energía debido a un mayor precio medio de compra, y por mayores gastos de transporte.
- Como consecuencia de lo descrito previamente, el EBITDA del negocio de Distribución y Redes se redujo en un 57,4% al alcanzar un valor de Ch\$ 19.644 millones a marzo de 2023, lo cual incluye el efecto de la venta de Enel Transmisión Chile señalada previamente.

Información Física	mar-23	mar-22	Var %
Total Ventas (GWh)	3.603	4.192	(14,0%)
Clientes	2.096.833	2.045.897	2,5%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 256 millones con respecto a diciembre 2022, totalizando US\$ 4.404 millones en marzo de 2023. Esta variación se explica por el prepago de la totalidad de los giros de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con Enel Finance International (EFI) en enero de 2023 por US\$ 290 millones. Lo anterior, se compensa con un aumento de US\$ 34 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

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

- Caja y caja equivalente : US\$ 767 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 683 millones

El costo promedio de la deuda en marzo de 2023 aumentó a un 4,6% desde un 4,1% registrado en diciembre de 2022.

Cobertura y protección:

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

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, la Compañía ha contratado cross currency swaps por un valor de US\$ 295 millones y forwards por US\$ 508 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, el Grupo ha contratado swaps de tasa de interés por US\$ 50 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 anuales desde 2023 hasta el final de su vigencia, el 31 de diciembre de 2032, además de los 15 millones de USD aportados en 2022. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley 21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

Con fecha 2 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°68, que establece las disposiciones técnicas para la implementación de 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.

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. (en adelante Grupo Saesa), 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 quedó 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 materializó 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.

El 9 de diciembre de 2022, la Compañía informó que, cumplidas las condiciones suspensivas antes señaladas, ese mismo día quedó a firme la Compraventa, así como las reformas estatutarias aprobadas por asamblea extraordinaria de Enel Transmisión Chile S.A. celebrada con fecha 27 de octubre de 2022, mediante la cual se dividió el capital social en dos clases de acciones.



MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.480 MW¹ al 31 de marzo de 2023. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 76% de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.508 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 2.050 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.042 MW a plantas solares, 797 MW a unidades de generación eólica y 83 MW a capacidad geotérmica.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)			Participación de mercado	
	mar-23	mar-22	Var %	mar-23	mar-22
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	7.900	8.211	(3,8%)	40,6%	43,6%

¹ Incluye 72 MW de capacidad neta adicional durante el primer trimestre de 2023. 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 S.A. y subsidiaria Enel Colina S.A.

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

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 31 de marzo de 2023 y 2022²:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)	
	mar-23	mar-22	Var %	mar-23	mar-22
Negocio de Distribución y Redes	3.603	4.192	(14,0%)	5,36%	5,25%

Otra Información	mar-23	mar-22	Var %
Número de Clientes	2.096.833	2.045.897	2,5%
Clientes/Empleados	3.621	3.054	18,6%

² Considera ventas físicas de Enel Transmisión Chile S.A., compañía que fue vendida con fecha 9 de diciembre de 2022.



ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL CHILE
AL 31 DE MARZO DE 2023

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, al 31 de marzo de 2023 y 2022:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	mar-23	mar-22	mar-23	mar-22	mar-23	mar-22
Generación	806.178	595.206	(112.535)	(85.969)	693.643	509.237
Clientes Regulados	416.308	249.829	(104.155)	(81.066)	312.153	168.763
Clientes no Regulados	357.850	327.502	(8.380)	(4.903)	349.470	322.599
Ventas de Mercado Spot	32.020	17.875	-	-	32.020	17.875
Distribución y Redes	311.904	275.636	-	-	311.904	275.636
Residenciales	160.785	155.268	-	-	160.785	155.268
Comerciales	96.554	79.737	-	-	96.554	79.737
Industriales	24.653	22.380	-	-	24.653	22.380
Otros Consumidores	29.912	18.251	-	-	29.912	18.251
Eliminación Intercompañías de distinta Línea de negocio	(112.535)	(85.969)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.005.547	784.873	(112.535)	(85.969)	1.005.547	784.873
Variación en millones de Ch\$ y %	220.674	28,12%	-	-	220.674	28,12%



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de marzo de 2023, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 140.468 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 80.126 millones, o un incremento de 132,8%, respecto al resultado obtenido en el primer trimestre de 2022.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos	1.175.229	897.085	278.144	31,0%
Ingresos ordinarios	1.127.750	865.149	262.601	30,4%
Otros ingresos de explotación	47.479	31.936	15.543	48,7%
Aprovisionamientos y Servicios	(816.615)	(663.500)	(153.115)	23,1%
Compras de energía	(485.002)	(408.163)	(76.839)	18,8%
Consumo de combustible	(99.262)	(119.724)	20.461	(17,1%)
Gastos de transporte	(83.670)	(74.270)	(9.399)	12,7%
Otros aprovisionamientos y servicios	(148.681)	(61.343)	(87.339)	142,4%
Margen de Contribución	358.613	233.585	125.028	53,5%
Trabajos para el inmovilizado	6.673	10.708	(4.035)	(37,7%)
Gastos de personal	(39.935)	(35.270)	(4.665)	13,2%
Otros gastos por naturaleza	(47.106)	(43.512)	(3.594)	8,3%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	278.245	165.512	112.734	68,1%
Depreciación y amortización	(55.755)	(56.353)	598	(1,1%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(6.859)	(5.731)	(1.128)	19,7%
Resultado de Explotación (EBIT)	215.631	103.427	112.204	108,5%
Resultado Financiero	(16.901)	(29.457)	12.556	(42,6%)
Ingresos financieros	19.337	7.050	12.288	174,3%
Gastos financieros	(32.727)	(33.554)	827	(2,5%)
Resultados por unidades de reajuste	2.050	(95)	2.145	N/A
Diferencia de cambio	(5.561)	(2.858)	(2.703)	94,6%
Otros Resultados distintos de la Operación	2.392	734	1.658	225,8%
Otras inversiones	1.890	-	1.890	N/A
Ventas de Activos	1.033	276	757	274,1%
Sociedades contabilizadas por método de participación	(531)	458	(989)	(216,0%)
Resultado Antes de Impuestos	201.122	74.704	126.418	169,2%
Impuesto sobre sociedades	(47.333)	(9.159)	(38.175)	N/A
Resultado del Período	153.789	65.545	88.244	134,6%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	140.468	60.342	80.126	132,8%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	13.321	5.203	8.118	156,0%
Utilidad por acción \$ (*)	2,03	0,87	1,16	132,8%

(*) Al 31 de marzo de 2023 y 2022, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220.



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile al 31 de marzo de 2023, ascendió a Ch\$ 278.245 millones, lo que representa un aumento de un Ch\$ 112.734 millones, o un incremento de 68,1%, respecto al EBITDA del mismo período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores ingresos por venta de energía en los Segmentos de Generación y Distribución y Redes, unido a una mayor comercialización de gas en el Segmento de Generación.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 31 de marzo de 2023 y 2022, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	957.681	679.440	278.241	41,0%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	329.167	306.116	23.050	7,5%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(111.619)	(88.471)	(23.148)	26,2%
Total Ingresos de Explotación Consolidados	1.175.229	897.085	278.144	31,0%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(638.071)	(513.181)	(124.890)	24,3%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(286.432)	(236.293)	(50.139)	21,2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	107.887	85.974	21.913	25,5%
Total Costos de Explotación Consolidados	(816.615)	(663.500)	(153.115)	23,1%
Gastos de personal	(14.359)	(8.481)	(5.878)	69,3%
Otros gastos por naturaleza	(32.818)	(29.417)	(3.401)	11,6%
Total Segmento de Generación	(47.177)	(37.898)	(9.279)	24,5%
Gastos de personal	(7.096)	(5.955)	(1.142)	19,2%
Otros gastos por naturaleza	(15.995)	(17.731)	1.736	(9,8%)
Total Segmento de Distribución y Redes	(23.091)	(23.685)	594	(2,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(10.099)	(6.490)	(3.609)	55,6%
EBITDA				
EBITDA Segmento de Generación	272.433	128.361	144.072	112,2%
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	19.644	46.138	(26.495)	(57,4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13.831)	(8.987)	(4.844)	53,9%
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	278.245	165.512	112.734	68,1%



EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación al 31 de marzo de 2023, alcanzó los Ch\$ 272.433 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 144.072 millones, equivalente a un 112,2%, con respecto al mismo período de 2022.

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

- **Los Ingresos de Explotación al 31 de marzo de 2023, alcanzaron los Ch\$ 957.681 millones**, lo que representa un alza de Ch\$ 278.241 millones, equivalente a un 41,0%, respecto al mismo periodo de 2022, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 211.272 millones**, debido principalmente a: (i) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 105.002 millones, producto fundamentalmente de un mayor precio medio de venta, por efecto de indexación de contratos y tipo de cambio; (ii) mayores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 91.815 millones; y (iii) mayores ingresos por servicios complementarios, relacionados con la seguridad y calidad del servicio, y otros servicios por Ch\$ 18.720 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores ventas físicas por Ch\$ 19.979 millones, correspondientes a -312 GWh, explicado por menores ventas a clientes libres (-393 GWh) y menores ventas en el mercado spot (-68 GWh), parcialmente compensado por mayores ventas a clientes regulados (+149 GWh).
 - > **Mayores otras ventas por Ch\$ 53.273 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 53.355 millones.
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 14.017 millones**, explicado principalmente por: (i) un ingreso adicional por Ch\$ 23.685 millones generado por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía; y (ii) mayor ingreso por servicios de regasificación por Ch\$ 7.002 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 13.513 millones; y (iii) menor ingreso por compensaciones por atrasos de proveedores por Ch\$ 2.039 millones.
- **Los Costos de Explotación al 31 de marzo de 2023, ascendieron a Ch\$ 638.071 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 124.890 millones, o un incremento de 24,3%, respecto al primer trimestre de 2022, que se explica por:
 - > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 86.403 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo de venta por comercialización de gas por Ch\$ 64.249 millones; (ii) mayores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 21.923 millones; y (iii) mayores costos por arriendo temporal de instalaciones por Ch\$ 2.184 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores impuestos por emisiones de centrales térmicas por Ch\$ 3.337 millones.



- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 63.546 millones**, que se explican fundamentalmente por un mayor precio promedio de compra, a pesar de la menor compra física de período, equivalente a -215 GWh, producto de menores compras a otras generadoras (-244 GWh), parcialmente compensado por mayores compras en el mercado spot (+29 GWh).

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 20.461 millones**, explicado principalmente por: **(i)** menor costo por operaciones de cobertura de commodities por Ch\$ 20.259 millones; **(ii)** menor pérdida por deterioro en inventario de carbón por Ch\$ 16.555 millones y diésel por Ch\$ 364 millones registrados en el período 2022, ambos relacionados con el proceso de descarbonización; y **(iii)** menor costo por consumo de carbón por Ch\$ 11.555 millones, producto cierre y desconexión de todas las centrales a carbón de la Compañía, hito que se concretó en septiembre del 2022 con el cierre de la central Bocamina II. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 26.238 millones, debido a un mayor precio promedio de compra; y **(ii)** mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 2.034 millones, debido a un mayor precio promedio de compra.
- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 14.359 millones al 31 de marzo de 2023**, lo que representa un **aumento de Ch\$ 5.878 millones** respecto al año mismo período del año anterior, explicado principalmente por: **(i)** menor activación de mano de obra por Ch\$ 2.891 millones; **(ii)** mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 1.284 millones, fundamentalmente por reajustes y revisiones salariales; y **(iii)** mayor gasto por concepto de beneficios relacionados con salud y calidad de vida y otros gastos recurrentes por Ch\$ 1.510 millones.
- **Los Otros Gastos por Naturaleza al 31 de marzo de 2023, alcanzaron los Ch\$ 32.818 millones, aumentando en Ch\$ 3.401 millones** respecto a marzo de 2022, explicado fundamentalmente por: **(i)** mayores gastos por servicios profesionales y técnicos por Ch\$ 1.864 millones, principalmente relacionados con los proyectos en desarrollo y en operación de EGP; y **(ii)** mayores gastos por arrendamientos por Ch\$ 992 millones.



EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes alcanzó los Ch\$ 19.644 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de Ch\$ 26.495 millones, o un decremento de 57,4%, con respecto al primer trimestre del año anterior.

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

- **Los Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 329.167 millones al 31 de marzo de 2023**, presentando un aumento de Ch\$ 23.050 millones respecto a los ingresos alcanzados al 31 de marzo de 2022. La variación positiva correspondiente a un 7,5%, se explica principalmente por:
 - > **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 39.585 millones**, debido a: (i) aumento del precio medio de venta por Ch\$ 23.436 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio y de indexación de contratos; y (ii) mayor venta física de energía (+186 GWh), fundamentalmente por concepto de peaje de distribución y en el segmento comercial, por Ch\$ 16.149 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 18.009 millones**, fundamentalmente por menores ingresos por peajes por Ch\$ 20.077 millones, debido a un cambio en el perímetro de consolidación producto de la venta de Enel Transmisión Chile en diciembre de 2022. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor ingreso por servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por Ch\$ 1.286 millones.
- **Los Costos de Explotación 31 de marzo de 2023, ascendieron a Ch\$ 286.432 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 50.139 millones respecto a marzo de 2022, equivalente a un 21,2% de alza, que se explica por:
 - > **Mayores compras de energía por Ch\$ 39.326 millones**, debido principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 28.417 millones, unido a una mayor compra física en el periodo (+225 GWh) correspondiente a Ch\$ 10.909 millones.
 - > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 8.950 millones**, explicado principalmente por mayor gasto por peajes del sistema de transmisión zonal, que se deriva de la venta de Enel Transmisión Chile y su salida del perímetro de consolidación.



- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 7.096 millones al 31 de marzo de 2023**, lo que representa un aumento de Ch\$ 1.142 millones respecto a marzo de 2022, como consecuencia principalmente de una menor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 1.713 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por un menor gasto de personal por Ch\$ 571 millones explicado en gran medida por la disminución de dotación derivada de la venta de Enel Transmisión Chile.
- **Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 15.995 millones al 31 de marzo de 2023**, lo que representa una disminución de Ch\$ 1.736 millones comparado con el mismo período del año anterior, explicado principalmente por un menor costo en servicios de mantención 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 al 31 de marzo de 2023 y 2022:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	mar-23			mar-22		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	272.433	(43.941)	228.492	128.361	(42.689)	85.672
Segmento Distribución y Redes	19.644	(17.712)	1.932	46.138	(19.515)	26.624
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13.831)	(962)	(14.793)	(8.987)	119	(8.868)
Total Consolidados ENEL CHILE	278.245	(62.614)	215.631	165.512	(62.085)	103.427

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 62.614 millones, por el período terminado al 31 de marzo de 2023, aumentando en Ch\$ 530 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica por:

- > Mayor pérdida por *deterioro de cuentas por cobrar* por Ch\$ 1.128 millones, fundamentalmente en Enel X Chile y Enel Distribución Chile, debido al aumento de las cuentas por cobrar a clientes y, como consecuencia, de la pérdida crediticia esperada.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- > Menor gasto por *depreciación y amortización* por Ch\$ 598 millones, explicado principalmente por: (i) efecto del cambio en el perímetro de consolidación producto de la venta de Enel Transmisión Chile en diciembre de 2022 por Ch\$ 3.448 millones; y (ii) menor gasto en Enel Generación Chile por Ch\$ 2.553 millones producto de cambio de estimaciones de vida útil de elementos de propiedades, planta y equipo de centrales térmicas e hidroeléctricas. Lo anterior parcialmente compensado por mayor gasto por depreciación y amortización en: (i) EGP Chile por Ch\$ 3.638 millones, explicado en gran medida por la entrada en operación de nuevas centrales de generación; y (ii) mayor gasto en Enel Distribución Chile por Ch\$ 1.591 millones, relacionado con una mayor amortización de activos intangibles por desarrollos informáticos y con el traspaso de nuevas inversiones a explotación.



RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2023 y 2022:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	mar-23	mar-22	Variación	%
Ingresos Financieros	19.337	7.050	12.288	174,3%
Gastos Financieros	(32.727)	(33.554)	827	(2,5%)
Diferencias de Cambio	(5.561)	(2.858)	(2.703)	94,6%
Resultados por Unidades de Reajuste	2.050	(95)	2.145	N/A
Total Resultado Financiero	(16.901)	(29.457)	12.556	(42,6%)
Otras Inversiones	1.890	-	1.890	N/A
Ventas de Activos	1.033	276	757	274,1%
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	(531)	458	(989)	(216,0%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	2.392	734	1.658	225,8%
Resultado Antes de Impuesto	201.122	74.704	126.418	169,2%
Impuesto sobre Sociedades	(47.333)	(9.159)	(38.175)	416,8%
Resultado del Período	153.789	65.545	88.244	134,6%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	140.468	60.342	80.126	132,8%
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	13.321	5.203	8.118	156,0%

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile alcanzó una pérdida de **Ch\$ 16.901 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 12.556 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 29.457 millones obtenida en marzo de 2022.

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

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 12.288 millones, explicados principalmente por: (i) mayores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 9.458 millones; y (ii) mayores ingresos por refinanciamiento a clientes por Ch\$ 1.461 millones.

Menores gastos financieros por Ch\$ 827 millones, principalmente explicados por: (i) menor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 2.385 millones, asociado a una menor deuda con EFI; (ii) menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 2.312 millones; (iii) menores gastos financieros por mayor capitalización de intereses por Ch\$ 4.285 millones, que se explica fundamentalmente por un mayor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores intereses asociados a



bonos y créditos bancarios por Ch\$ 4.731 millones; (ii) mayor gasto financiero por pasivos por arrendamiento por Ch\$ 1.579 millones; y (iii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por Ch\$ 1.384 millones.

Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 2.145 millones, principalmente explicada por: (i) mayor utilidad en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 2.006 millones; y (ii) mayor utilidad por reajuste de activos no financieros por Ch\$ 1.342 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por 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\$ 952 millones.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 2.703 millones, explicada principalmente por: (i) mayores diferencias de cambio negativas generadas por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 45.987 millones, que incluye un efecto negativo por Ch\$ 40.132 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472³, que requirieron la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; (ii) mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar a empresas relacionadas por Ch\$ 28.199 millones; y (iii) mayores diferencias de cambio negativas por activos financieros por Ch\$ 22.189 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayores diferencias de cambio positivas por deuda financiera e instrumentos derivados por Ch\$ 57.234 millones; (ii) mayores diferencias de cambio positivas por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 36.235 millones, que incluye un efecto positivo por Ch\$ 14.781 millones generado por la aplicación de los mecanismos de estabilización tarifaria establecidos por las Leyes N°21.185 y N°21.472.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de Ch\$ 47.333 millones al 31 de marzo de 2023, lo que representa un mayor gasto de Ch\$ 38.175 millones respecto al mismo período de 2022. Esta variación se explica principalmente por: (i) mayor gasto por impuesto de Ch\$ 34.133 millones por las mayores utilidades de la Compañía, y (ii) mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.942 millones, generado por menores pérdidas por corrección monetaria.

³ 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 cese de aplicación de la Ley N° 21.185 implicó que a partir de febrero de 2022 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. 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. Con fecha 2 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió al Resolución Exenta N°68, que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472.



2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron en Ch\$ 466.118 millones al 31 de marzo de 2023**, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2022.

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	mar-23	dic-22	Variación	Var %
Activos Corrientes	2.793.974	3.064.242	(270.268)	(8,8%)
Activos No Corrientes	8.605.487	8.801.338	(195.851)	(2,2%)
Total Activos	11.399.462	11.865.580	(466.118)	(3,9%)

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 270.268 millones** al 31 de marzo de 2023 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 269.310 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 1.161.896 millones; (ii) prepago de deuda con EFI por Ch\$ 239.865 millones; (iii) compras de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 197.670 millones; (iv) pago a los empleados por Ch\$ 44.629 millones; (v) pago por operaciones de derivados por Ch\$ 35.843 millones; (vi) pago de dividendos por Ch\$ 28.397 millones; (vii) pago de intereses por Ch\$ 23.495 millones; (viii) pago por primas de seguros por Ch\$ 20.997 millones; y (ix) otras salidas de efectivo por Ch\$ 50.305 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por las siguientes entradas de efectivo: (i) recaudación de clientes por Ch\$ 1.505.126 millones, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 401.660 millones, asociado a la venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar en los segmentos de Generación y de Distribución y Redes; y (ii) flujos procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 28.661 millones, asociados a la venta del edificio corporativo, Complejo Santa Rosa.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 105.057 millones**, que se explica por una menor cuenta por cobrar a: (i) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 85.088 millones, fundamentalmente por operaciones de derivados de commodities; y (ii) Endesa Energía S.A.U. por Ch\$ 29.897 millones, por concepto de venta de gas. Lo anterior, parcialmente compensado por una menor cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por concepto de anticipo de compra de gas por Ch\$ 9.694 millones.
- **Disminución de Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 28.602 millones**, explicado por la reclasificación a disponibles para la venta de elementos de propiedades, planta y



equipos al 31 de diciembre de 2022, relacionados con el Complejo Santa Rosa, lugar donde se encuentra ubicado el edificio corporativo del Grupo Enel en Chile⁴.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 78.382 millones**, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 81.197 millones (Ch\$ 66.576 millones provienen del segmento de Generación y Ch\$ 21.537 millones del segmento de Distribución y Redes), de los cuales Ch\$ 17.261 millones están asociados a la Ley N°21.472, cuya aplicación operativa está pendiente de implementación y Ch\$ 58.319 millones están asociados a reliquidaciones pendientes de facturación a empresas de distribución eléctrica, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 2.930 millones.
- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 29.814 millones**, explicado principalmente por el aumento del IVA crédito fiscal por Ch\$ 29.284 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile y Enel X Chile por mayores compras.
- **Aumento de Inventarios por Ch\$ 13.962 millones**, explicado por: (i) mayor inventario de gas y petróleo para la producción por Ch\$ 24.600 millones; y (ii) mayor inventario de repuestos y otros insumos por Ch\$ 2.656 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por una disminución de materiales eléctricos y equipamiento relacionado con la electromovilidad por Ch\$ 13.294 millones, producto principalmente de la mayor compra de buses eléctricos realizada por Enel X Chile en el ejercicio 2022.
- **Aumento de Otros activos financieros corrientes por Ch\$ 10.667 millones**, explicado en gran parte por el incremento de activos por instrumentos derivados de cobertura por Ch\$ 11.008 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile.

⁴ Con fecha 1 de febrero de 2023, Enel Generación Chile suscribió un contrato de compraventa con Territoria Santa Rosa SpA, respecto del Complejo Santa Rosa, de su propiedad. En el mismo acto, Enel Chile y sus subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile vendieron bienes muebles a Territoria Apoquindo S.A.



Los **Activos No Corrientes** disminuyeron en **Ch\$ 195.851 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2022. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 183.250 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) disminución por diferencias de conversión por Ch\$ 258.014 millones, provenientes de EGP Chile, sociedad que tiene como moneda funcional el dólar estadounidense; (ii) disminución de las obras en curso por Ch\$ 177.563 millones, producto de un mayor traspaso a activos en explotación; y (iii) depreciación del período por Ch\$ 48.125 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) aumento de plantas y equipos de generación por Ch\$ 280.148 millones; y (ii) aumento en edificios, y otras instalaciones fijas por Ch\$ 18.482 millones.
- **Disminución de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 8.897 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) efecto de tipo de cambio por Ch\$ 6.210 millones proveniente de concesiones y otros intangibles de EGP Chile, compañía que tiene como moneda funcional el dólar estadounidense; y (ii) amortización del período por 5.227 millones. Lo anterior parcialmente compensado por incrementos de programas informáticos por Ch\$ 2.697 millones.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 7.792 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 11.763 millones, esta disminución se explica principalmente por la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense, apreciación que afectó la valorización de las cuentas por cobrar que surgen de la aplicación de las Leyes N°21.185 y N°21.472. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores de cuentas por cobrar por arrendamiento financiero por Ch\$ 4.087 millones, fundamentalmente en Enel X Chile.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento de Activos por derecho de uso por Ch\$ 11.269 millones**, explicado principalmente por nuevos contratos de arrendamiento de terrenos, en el Segmento de Generación, relacionados con el desarrollo de proyectos de ERNC.



Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 11.399.462 millones al 31 de marzo de 2023**, presentando una disminución de un 3,9% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2022.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	mar-23	dic-22	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.876.051	3.168.492	(292.441)	(9,2%)
Pasivos No corrientes	4.066.644	4.308.149	(241.505)	(5,6%)
Patrimonio Total	4.456.767	4.388.939	67.828	1,6%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	4.165.098	4.097.201	67.897	1,7%
<i>Participaciones no controladoras</i>	291.669	291.738	(69)	(0,0%)
Total Patrimonio y Pasivos	11.399.462	11.865.580	(466.118)	(3,9%)

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una disminución de **Ch\$ 292.441 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 206.749 millones**, debido fundamentalmente a menores cuentas por pagar a: (i) Enel Finance International NV (EFI) por Ch\$ 265.312 millones, producto de prepago de las líneas de crédito comprometidas (US\$ 290 millones) por Ch\$ 239.865 millones, y por efecto de tipo de cambio de la deuda por Ch\$ 21.425 millones; (ii) Enel SpA por Ch\$ 16.094 millones, principalmente por concepto de dividendos; y (iii) Enel Global Thermal Generation S.r.l. por Ch\$ 10.967 millones por servicios técnicos e informáticos. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores cuentas por pagar a: (i) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 63.317 millones, principalmente por venta de gas y operaciones de cobertura de commodities; y (ii) GNL Chile S.A. por Ch\$ 24.793 millones, por compra de gas.
- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 130.893 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: (i) compra de activos por Ch\$ 157.145 millones; (ii) compra de combustibles por Ch\$ 40.518 millones; (iii) cuentas por pagar al personal por Ch\$ 18.566 millones; (iv) compra de bienes y servicios por Ch\$ 18.437 millones; y (v) dividendos por Ch\$ 14.085 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores cuentas por pagar compras de energía por Ch\$ 124.670 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 30.744 millones**, explicado por concepto de impuesto a la renta, principalmente en Enel Generación Chile y Enel Chile.



- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 12.943 millones**, explicado por aumento de pasivos por préstamos bancarios y bonos por Ch\$ 16.009 millones, principalmente por concepto de devengo de intereses, parcialmente compensado por una disminución de pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 3.066 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** disminuyeron en **Ch\$ 241.505 millones** al 31 de marzo de 2023, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 161.898 millones**, explicado por: (i) disminución de pasivos por bonos por Ch\$ 107.316 millones, debido fundamentalmente a diferencias de tipo de cambio y reajustes; (ii) disminución de obligaciones por préstamos por Ch\$ 35.526 millones, por efecto de tipo de cambio; y (iii) disminución de pasivos por derivados de cobertura por Ch\$ 19.055 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 87.888 millones**, que se explica por una disminución de las cuentas por pagar a EFI, principalmente por efecto de tipo de cambio por Ch\$ 87.989 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos no financieros no corrientes por Ch\$ 8.695 millones**, explicado por mayores ingresos diferidos por compra de energía.

El Patrimonio Total ascendió a **Ch\$ 4.456.767 millones** al 31 de marzo de 2023, presentando un **aumento de Ch\$ 67.828 millones** respecto al 31 de diciembre de 2022, y se explica principalmente por lo siguiente:

El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de Ch\$ 4.165.098 millones, y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 2.614.901 millones y Otras reservas por menos Ch\$ 2.331.907 millones.

- > **Las Utilidades acumuladas, presentan una variación positiva de Ch\$ 140.468 millones**, que se explica por la utilidad del período.
- > **Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 72.571 millones**, que se explican por menores reservas de conversión por Ch\$ 85.447 millones, parcialmente compensado por mayores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 12.800 millones.

El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 291.669 millones, presentando una leve disminución de Ch\$ 69 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2022, explicado principalmente por un menor otro resultado integral por Ch\$ 13.395 millones, compensado casi totalmente por la utilidad del ejercicio por Ch\$ 13.321 millones.



Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-23	dic-22	mar-22	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,97	0,97	-	0,00	0,5%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,93	0,93	-	(0,00)	(0,3%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(82.077)	(104.250)	-	22.173	(21,3%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,56	1,70	-	(0,15)	(8,6%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	41,4%	42,4%	-	(1,0%)	(2,3%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	58,6%	57,6%	-	1,0%	1,7%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	7,68	-	4,53	3,14	69,4%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	18,3%	-	11,5%	6,8%	59,1%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	36,0%	-	3,1%	32,9%	1075,5%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	13,3%	-	1,4%	12,0%	886,5%

(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 31 de marzo 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 31 de marzo y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 31 de marzo de 2023 alcanzó 0,97 veces, manteniéndose en línea con respecto al resultado obtenido al 31 de diciembre de 2022.
- > **La razón ácida** al 31 de marzo de 2023 alcanzó 0,93 veces, sin variación con respecto al índice obtenido al 31 de diciembre de 2022.
- > **El capital de trabajo** al 31 de marzo de 2023 presentó un valor negativo de Ch\$ 82.077 millones, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 22.173 millones, respecto al resultado obtenido al 31 de diciembre de 2022, lo cual se explica en gran medida por la disminución de las cuentas comerciales por pagar corrientes y cuentas por pagar a EFI corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,56 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2023, versus el 1,70 veces al 31 de diciembre de 2022. Esta mejora en el índice se explica en gran medida por la disminución de la deuda financiera por efecto de tipo de cambio y prepago de la deuda con EFI.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 31 de marzo de 2023 fue de 7,68 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. El aumento de 69,4% en este índice comparado con marzo 2022, se explica por el mayor EBITDA generado en el período en el Segmento de Generación.

Aislando los efectos extraordinarios registrados en el período 2022, asociados fundamentalmente al proceso de descarbonización, este índice habría aumentado un 54% (5,0 veces al 31 de marzo de 2022).



- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 18,3% al 31 de marzo de 2023, comparado con el porcentaje de 11,5% obtenido en igual período del ejercicio anterior. El mejor desempeño, correspondiente a 6,8 p.p., se debe en gran medida a mayores ingresos de explotación fundamentalmente en el Segmento de Generación.

Aislando los efectos extraordinarios indicados previamente, el índice de rentabilidad habría aumentado en 4,9 p.p. (13,4% al 31 de marzo de 2022).

- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 36,0% al 31 de marzo de 2023, lo que representa un aumento de 32,9 p.p. respecto al índice del obtenido en marzo de 2022. Aislando los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad del patrimonio habría aumentado en 14,3 p.p. (19,4% al 31 de marzo de 2023 versus 5,1% al 31 de marzo de 2022).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 13,3% al 31 de marzo de 2023, lo que representa un aumento de 12,0 p.p. respecto al índice del mismo período de 2022. Aislando los efectos extraordinarios registrados en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad de los activos habría aumentado en 5,4 p.p. (7,5% al 31 de marzo de 2023 versus 2,2% al 31 de marzo de 2022).

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 267.573 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2023, lo que representa una mayor salida de caja por Ch\$ 250.999 millones con respecto al período 2022. 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\$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Flujo de Operación	231.105	(925)	232.030	N/A
Flujo de Inversión	(201.211)	(228.339)	27.128	(11,9%)
Flujo de Financiamiento	(297.467)	212.690	(510.157)	(239,9%)
Flujo neto del período	(267.573)	(16.574)	(250.999)	N/A

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 231.105 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2023. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por cobros procedentes ventas de bienes y servicios por Ch\$ 1.505.126 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por salidas de efectivo por: **(i)** pago a proveedores por Ch\$ 1.161.896 millones; **(ii)** pago a empleados por Ch\$ 44.629 millones; **(iii)** pagos de primas de seguros por Ch\$ 20.997 millones; **(iv)** pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 17.450 millones; y **(v)** otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 29.047 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La mayor entrada de caja por Ch\$ 232.030 millones en el flujo de operación respecto al primer trimestre de 2022, se debe en gran medida a mayores cobros por venta de bienes y servicios por Ch\$ 525.565 millones, variación que considera una mayor entrada de caja por Ch\$ 64.751 millones, producto de las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayor pago a proveedores por Ch\$ 256.544 millones; y **(ii)** mayor pago de primas de seguros por Ch\$ 15.981 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 201.211 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2023. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: **(i)** desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 197.670 millones; **(ii)** pagos por operaciones de derivados por Ch\$ 35.843 millones; y **(iii)** desembolsos por compra de activos intangibles por Ch\$ 10.924 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por: **(i)** importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 28.661 millones, relacionados con la venta del Complejo Santa Rosa; y **(ii)** intereses recibidos por Ch\$ 11.563 millones.

La menor salida de caja por Ch\$ 27.128 millones en el flujo de inversión, respecto a marzo 2022, se explica fundamentalmente por mayor entrada de efectivo por la venta de propiedades, plata y equipo por Ch\$ 27.179 millones.



Las *actividades de financiación* generaron un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 297.467 millones, por el período terminado el 31 de marzo de 2023. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por flujos de salida por: (i) pago de deuda con EFI por Ch\$ 239.865 millones; (ii) pago de dividendos por Ch\$ 28.397 millones; y (iii) pago de intereses por Ch\$ 23.495 millones.

La *variación negativa de Ch\$ 510.157 millones* en el flujo de financiamiento respecto a marzo 2022, se explica fundamentalmente por una menor entrada de efectivo procedente de préstamo otorgado por EFI a Enel Chile por Ch\$ 240.485 millones en el período 2022, y una mayor salida de efectivo por pago de deuda con EFI por Ch\$ 239.865 millones durante 2023.

A continuación, se presentan los **Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación**, para los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	mar-23	mar-22	mar-23	mar-22
Segmento Generación	177.689	203.040	39.276	42.634
Segmento Distribución y Redes	16.997	22.417	11.720	13.540
Otras actividades de negocio	2.984	588	4.759	179
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	197.670	226.045	55.755	56.353

Los principales desembolsos se originan en el Segmento de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 197.670 millones al 31 de marzo de 2023.



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:

	mar-23	dic-22
Tasa de interés fija	89%	84%

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 31 de marzo de 2023, nuestra exposición total a la deuda LIBOR es de US\$ 250 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 primer trimestre de 2023, 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 31 de marzo de 2023, había coberturas de Brent por 432 Kbbbl a liquidarse en 2023 por compras. Respecto del gas, había coberturas por dos commodities: a) el HH Swap con 0,7 TBtu a liquidarse en 2023 por ventas; y b) el HH Future, con 0,0 TBtu a liquidarse en 2023 por compras. Respecto del carbón, había 50,4 kTon a liquidarse en 2023 por compras. Al 31 de diciembre de 2022, había coberturas de Brent por 450 Kbbbl a liquidarse en 2023 por compras. Respecto del gas, había coberturas por dos commodities: a) el HH Swap con 2,7 TBtu a liquidarse en 2023 por ventas; y b) el HH Future, con 18,9 TBtu a liquidarse en 2023 por compras. Respecto del carbón, había 175,6 kTon a liquidarse en 2023 por compras.

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 primer trimestre de 2023.

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 marzo de 2023, 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 31 de marzo de 2023, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 605.904 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 539.862 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 875.214 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 333.551 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 Básico y durante 2021 se publicaron dos prórrogas a la Ley 21.249 Servicios Básicos la cual dispone, 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 solo cuota de prorateo 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\$ 516.501 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 y otra suscrita en octubre de 2021 con vencimiento en octubre de 2025, 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, uno suscrito en julio de 2021 con vencimiento en junio de 2024 y otro suscrito en diciembre de 2021 con vencimiento en diciembre de 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, 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, podrían ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Italia, suscrito en agosto de 2022 con vencimiento en diciembre de 2037, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto 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, podrían 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 31 de marzo de 2023).

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 31 de marzo de 2023.