

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE
ENEL CHILE
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 85.154 millones a diciembre 2021, comparado con una pérdida de Ch\$ 50.860 millones registrada el año anterior. Este aumento se explica principalmente por el registro de mayores pérdidas por deterioro en el año 2020 por Ch\$ 642.682 millones asociadas a la desconexión de la unidad generadora a carbón Bocamina II. Durante el 4T 2021, el resultado neto registró una utilidad de Ch\$ 36.751 millones, lo que representa una reducción de Ch\$ 138.443 millones respecto al 4T 2020, debido principalmente al importante incremento en los costos operacionales en el negocio de generación.
- Al aislar los efectos extraordinarios asociados a Bocamina II y a los gastos registrados en 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo para el período 2021-2024 por Ch\$ 17.603 millones, el beneficio neto de la Compañía se redujo un 66,1% al llegar a Ch\$ 150.060 millones a diciembre de 2021 respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 442.959 millones a diciembre de 2020. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto registró una utilidad por Ch\$ 73.014 millones, lo que representa una disminución de 60,1% millones respecto a la utilidad ajustada de Ch\$ 182.791 del 4T 2020, reflejando en gran medida los mayores costos operacionales en el negocio de generación.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 10,4% al alcanzar un valor total de Ch\$ 2.855.230 millones a diciembre de 2021. Análogamente, durante el 4T 2021, los ingresos operacionales aumentaron un 24,6% llegando a Ch\$ 794.850 millones. Estas variaciones fueron resultado principalmente de las mayores ventas físicas de energía durante 2021 y de una mayor comercialización de gas, ambas en el negocio de generación.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 2.011.305 millones a diciembre de 2021, con un aumento de 46,3% debido fundamentalmente a mayores costos por compra de energía y por consumo de combustible en el negocio de generación. Similar tendencia se

observó en los costos operacionales durante el 4T 2021, con un aumento de 93,2% al totalizar Ch\$ 547.060 millones, debido básicamente al mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio, unido además a un mayor costo por consumo de combustibles, ambos registrados en el segmento de generación.

- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un valor de Ch\$ 522.185 millones, con una disminución de 42,5% en relación al año 2020. Al aislar los efectos extraordinarios señalados previamente, el EBITDA de Enel Chile se redujo un 37,1% al llegar a Ch\$ 587.764 millones. Durante el 4T 2021, el EBITDA disminuyó un 39,4% al alcanzar los Ch\$ 167.771 millones. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA se redujo un 32,8% al totalizar Ch\$ 192.099 millones.
- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 112.435 millones a diciembre de 2020 a uno por Ch\$ 157.060 millones a diciembre de 2021, explicado en gran parte por mayores gastos financieros. Misma tendencia se registró durante el 4T 2021, donde el resultado financiero registró un gasto por Ch\$ 35.079 millones, equivalente a un alza de 49,9%.
- A fines de noviembre de 2021, en su Investor Day, Enel Chile dio a conocer nuevos proyectos renovables como parte de su Plan Estratégico para el período 2022-2024, incluyendo la construcción de dos proyectos fotovoltaicos (773 MW) en el norte de Chile y dos parques eólicos con baterías en el sur (226 MW de energía eólica más 60 MW en baterías). Como resultado, la Compañía agregará 3.300 MW de nueva capacidad renovable hacia el año 2024, lo cual incluye 854 MW de capacidad agregada a diciembre de 2021.
- Adicionalmente, Enel Chile estableció un nuevo objetivo de reducción de emisiones de CO₂ al año 2024, con una meta de <90gCO₂e/kWh, y confirmó su actual objetivo para el año 2023 de <100gCO₂e/kWh. Además, la Compañía anticipó su objetivo de lograr la carbono-neutralidad al año 2040.
- En enero de 2022, Enel Chile fue confirmada por primera vez en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg (GEI) 2022, reafirmando su compromiso con la diversidad e inclusión gracias a la implementación de planes de acción para avanzar en el objetivo de cerrar la brecha de género en el sector energético y avanzar en el desarrollo sostenible. De esta forma, Enel Chile se encuentra entre las 418 empresas destacadas por Bloomberg a nivel mundial de un total de 11.700 evaluadas por su compromiso y transparencia en relación con la igualdad de género y paridad salarial.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta totalizó 19.034 GWh a diciembre de 2021, un 1,5% inferior (-297 GWh) respecto al año anterior. Durante el 4T 2021, la generación neta fue de 5.232 GWh, con una baja de 1,4% (-74 GWh) respecto al 4T 2020. Lo anterior se debió en gran parte a una menor generación hidroeléctrica en el último trimestre producto de la condición de sequía que ha afectado al país.
- Las ventas físicas de energía registraron un total de 28.214 GWh a diciembre de 2021, con un crecimiento de 22,9% (+5.254 GWh) explicado por mayores ventas a clientes libres asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile (aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución). Análogamente, durante el 4T 2021, las ventas físicas aumentaron un 24,4% (+1.463 GWh) al totalizar 7.449 GWh, principalmente como resultado de las mayores ventas a clientes libres.
- Dado lo expuesto en el punto anterior, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 1.953.288 millones a diciembre de 2021, registrando un incremento de 23,8% respecto al año anterior. De manera similar, durante el 4T 2021, los ingresos operacionales aumentaron un 37,2% llegando a Ch\$ 538.113 millones. Estas variaciones fueron resultado principalmente de las mayores ventas físicas de energía durante 2021 y de una mayor comercialización de gas, especialmente en el 2T 2021 y el 3T 2021.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios alcanzaron un valor de Ch\$ 1.346.982 millones a diciembre de 2021, equivalente a un alza de 118,4%. Misma tendencia se observó durante el 4T 2021, con costos totales por Ch\$ 357.653 millones, superando los Ch\$ 103.455 millones registrados en el 4T 2020. Estos incrementos de los costos, se debieron principalmente a un mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio, un mayor costo por consumo de combustibles debido al mix de generación menos eficiente por la escasa hidrología y a mayores precios de commodities, unido además a un mayor costo de comercialización de gas.
- El gasto de personal aumentó un 16,6% al alcanzar los Ch\$ 58.265 millones, producto de los mayores gastos registrados principalmente en el 2T 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo. Durante el 4T 2021, el gasto de personal registró un valor de Ch\$ 11.086 millones, superior en un 23,7% a igual período del año anterior debido a una menor activación de mano de obra.

- Como resultado de lo descrito anteriormente, el EBITDA del negocio de Generación registró un valor de Ch\$ 421.142 millones a diciembre de 2021, con una disminución de 46,6% en relación al año anterior, en tanto que durante el 4T 2021, el EBITDA se redujo un 48,6% al llegar a Ch\$ 126.063 millones, reflejando los mayores costos operacionales de 2021.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	28.214	22.960	22,9%	7.449	5.987	24,4%
Total Generación (GWh)	19.034	19.331	(1,5%)	5.232	5.306	(1,4%)

Distribución y Transmisión

- Las ventas físicas alcanzaron los 16.668 GWh a diciembre de 2021, equivalente a un alza de 1,1% (+187 GWh) explicada fundamentalmente por mayores ventas por peajes, a clientes residenciales y otros clientes, las cuales compensaron las menores ventas en los segmentos comercial e industrial asociadas en gran medida al traspaso de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución). Del mismo modo, durante el 4T 2021 se mantuvo la recuperación del negocio con ventas físicas que crecieron un 2,2% (+93 GWh) al totalizar 4.216 GWh.
- El número de clientes creció un 1,5% registrando un total de 2.038.181 clientes, principalmente en los segmentos residencial y comercial. Por otro lado, las pérdidas de energía disminuyeron de 5,24% en diciembre de 2020 a 5,21% en diciembre de 2021.
- Los ingresos operacionales registraron un valor de Ch\$ 1.201.833 millones, un 13,0% inferior a diciembre de 2020, debido principalmente a un menor precio medio de venta expresado en pesos, al proceso de revisión tarifaria en el negocio de distribución, y a la transferencia de contratos con clientes libres. Sin embargo, durante el 4T 2021, los ingresos operacionales aumentaron un 1,6% al llegar a Ch\$ 334.845 millones reflejando en parte la mejora en las ventas físicas señalada previamente.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios se redujeron un 12,7% al totalizar Ch\$ 974.858 millones, debido fundamentalmente a menores costos por compras de energía asociados a un menor precio medio de compra expresado en pesos y menores gastos de transporte. Durante el 4T 2021, estos costos crecieron un 6,1% al totalizar Ch\$ 277.709 millones, debido principalmente a mayores compras de energía para satisfacer la mayor demanda.

- El gasto de personal alcanzó los Ch\$ 31.954 millones, registrando un crecimiento de 15,4% respecto a diciembre de 2020, producto principalmente de los mayores gastos registrados en el 2T 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo. Durante el 4T 2021, el gasto de personal disminuyó un 67,5% respecto al 4T 2020 al totalizar Ch\$ 2.512 millones.
- Como consecuencia de lo antes expuesto, el EBITDA del negocio de Distribución y Transmisión registró un valor de Ch\$ 123.534 millones, equivalente a una disminución de 22,1% respecto a diciembre de 2020. Sin embargo, durante el 4T 2021, el EBITDA creció un 0,4% en relación al mismo trimestre del año anterior, al totalizar Ch\$ 40.584 millones.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	16.668	16.481	1,1%	4.216	4.123	2,2%
Clientes	2.038.181	2.008.018	1,5%	2.038.181	2.008.018	1,5%

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 1.012 millones con respecto a diciembre 2020, totalizando US\$ 5.004 millones. Esta variación se explica principalmente por la toma de préstamos intercompañías de Enel Chile con Enel Finance International por un total de US\$ 840 millones (US\$ 400 millones el 2Q 2021, US\$ 240 millones el 3Q 2021 y US\$ 200 millones el 4Q 2021), US\$ 100 millones de financiamiento bancario (US\$ 50 millones en julio 2021 y US\$ 50 millones en noviembre 2021). Gran parte de esta nueva deuda tiene la categoría de SDG-Linked (excepto US\$ 50 millones con EFI perteneciente a Línea de Crédito Comprometida firmada en 2019), en línea con nuestra estrategia de sostenibilidad y orientada a una economía baja en emisiones de carbono. Adicionalmente, existe un aumento de US\$ 114 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16). Lo anterior se compensa con una disminución de US\$ 43 millones por 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\$ 367 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles : US\$ 140 millones

El costo promedio de la deuda disminuyó desde un 4,6% en diciembre de 2020 a un 4,4% 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.

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\$ 337 millones y forwards por US\$ 315 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 crea 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 son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán 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 que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. 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 21 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N°21.194 (“Ley Corta de Distribución”) que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD (Valor Agregado de Distribución) realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual, antes de impuestos, a 6% real anual, después de impuesto, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comenzó el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras no debe diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. La nueva tarifa a ser aplicada en el nuevo ciclo tarifario será definida durante el primer semestre de 2022, con efectos retroactivos a noviembre 2020.

Adicionalmente, 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 segmento de transmisión de energía eléctrica.

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 8.054 MW¹ al 31 de diciembre de 2021. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 70% de la capacidad instalada de Enel Chile. Es así como 3.561 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 2.454 MW a centrales térmicas que operan con gas, petróleo o carbón, 1.321 MW a plantas solares, 642 MW a unidades de generación eólica y 76 MW a capacidad geotérmica.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado	
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %	dic-21	dic-20
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	28.214	22.960	22,9%	7.449	5.987	24,4%	37,7%	32,0%

¹ Incluye 854 MW de capacidad adicional a diciembre de 2021. 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 Transmisión

El negocio de Distribución y Transmisión 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 Transmisión al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)				
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %	dic-21	dic-20
Negocio de Distribución y Transmisión	16.668	16.481	1,1%	4.216	4.123	2,2%	5,21%	5,24%

Otra Información	dic-21	dic-20	Var %
Número de Clientes	2.038.172	2.008.018	1,5%
Clientes/Empleados	3.116	2.660	17,2%

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 poseía en la subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A., luego de lo cual Enel Transmisión S.A. obtuvo el 100% de las acciones de dicha subsidiaria. Como consecuencia de lo anterior, el 1 de noviembre de 2021 se verificó una fusión impropia mediante la cual Empresa de Transmisión Chena S.A. fue absorbida por Enel Transmisión Chile S.A. sin necesidad de realizarse una liquidación de la misma.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	dic-21	dic-20	dic-21	dic-20	dic-21	dic-20
Generación	1.803.203	1.494.150	(313.440)	(382.642)	1.489.763	1.111.508
Cientes Regulados	831.362	842.229	(299.009)	(362.061)	532.353	480.168
Cientes no Regulados	907.578	592.169	(14.431)	(20.581)	893.147	571.588
Ventas de Mercado Spot	64.263	59.752	-	-	64.263	59.752
Distribución y Transmisión	1.095.485	1.270.159	-	(932)	1.095.485	1.269.227
Residenciales	597.631	608.714	-	(11)	597.631	608.703
Comerciales	293.443	366.875	-	-	293.443	366.875
Industriales	99.516	168.931	-	-	99.516	168.931
Otros Consumidores	104.895	125.639	-	(921)	104.895	124.718
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(313.440)	(383.574)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	2.585.248	2.380.735	(313.440)	(383.574)	2.585.248	2.380.735
Variación en millones de Ch\$ y %	204.513	8,59%	-	-	204.513	8,59%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	4T2021	4T2020	4T2021	4T2020	4T2021	4T2020
Generación	526.371	366.045	(93.908)	(87.570)	432.463	278.475
Cientes Regulados	224.223	192.498	(87.209)	(84.550)	137.014	107.948
Cientes no Regulados	292.366	140.010	(6.699)	(3.020)	285.667	136.990
Ventas de Mercado Spot	9.782	33.537	-	-	9.782	33.537
Distribución	306.562	295.919	-	(12)	306.562	295.907
Residenciales	160.783	134.589	-	(11)	160.783	134.578
Comerciales	82.773	83.618	-	-	82.773	83.618
Industriales	28.238	44.337	-	-	28.238	44.337
Otros Consumidores	34.768	33.375	-	(1)	34.768	33.374
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(93.908)	(87.582)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	739.025	574.382	(93.908)	(87.582)	739.025	574.382
Variación en millones de Ch\$ y %	164.643	28,66%	-	-	164.643	28,66%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de diciembre de 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 85.154 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 136.014 millones respecto a la pérdida de Ch\$ 50.860 millones obtenida en el ejercicio 2020. Respecto al 4T 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de Ch\$ 36.751 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 138.443 millones respecto al 4T 2020.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Ingresos	2.855.230	2.585.402	269.827	10,4%	794.850	637.937	156.914	24,6%
Ingresos ordinarios	2.829.682	2.548.384	281.298	11,0%	795.332	623.819	171.513	27,5%
Otros ingresos de explotación	25.547	37.018	(11.471)	(31,0%)	(482)	14.117	(14.599)	(103,4%)
Aprovisionamientos y Servicios	(2.011.305)	(1.374.446)	(636.860)	46,3%	(547.060)	(283.128)	(263.932)	93,2%
Compras de energía	(1.296.992)	(864.863)	(432.129)	50,0%	(355.644)	(188.316)	(167.327)	88,9%
Consumo de combustible	(374.869)	(231.176)	(143.692)	62,2%	(123.521)	(37.485)	(86.036)	229,5%
Gastos de transporte	(151.738)	(141.540)	(10.199)	7,2%	(34.652)	(25.406)	(9.246)	36,4%
Otros provisionamientos y servicios	(187.706)	(136.866)	(50.840)	37,2%	(33.243)	(31.920)	(1.323)	4,1%
Margen de Contribución	843.924	1.210.957	(367.032)	(30,3%)	247.790	354.809	(107.019)	(30,2%)
Trabajos para el inmovilizado	31.157	25.539	5.618	22,0%	11.282	10.298	984	9,6%
Gastos de personal	(163.345)	(137.227)	(26.118)	19,0%	(34.752)	(35.779)	1.026	(2,9%)
Otros gastos por naturaleza	(189.551)	(190.593)	1.043	(0,6%)	(56.549)	(52.408)	(4.140)	7,9%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	522.185	908.676	(386.490)	(42,5%)	167.771	276.920	(109.149)	(39,4%)
Depreciación y amortización	(210.928)	(229.957)	19.029	(8,3%)	(56.318)	(54.240)	(2.078)	3,8%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(32.899)	(697.806)	664.908	(95,3%)	(32.899)	(1.980)	(30.919)	N/A
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(18.765)	(15.168)	(3.597)	23,7%	(8.963)	4.161	(13.125)	(315,4%)
Resultado de Explotación (EBIT)	259.594	(34.255)	293.849	N/A	69.591	224.861	(155.270)	(69,1%)
Resultado Financiero	(157.060)	(112.435)	(44.625)	39,7%	(35.079)	(23.396)	(11.683)	49,9%
Ingresos financieros	26.420	36.160	(9.740)	(26,9%)	8.765	3.513	5.252	149,5%
Gastos financieros	(174.043)	(127.409)	(46.634)	36,6%	(37.254)	(13.261)	(23.993)	180,9%
Resultados por unidades de reajuste	5.898	2.086	3.812	182,8%	3.023	1.300	1.723	132,6%
Diferencia de cambio	(15.334)	(23.272)	7.938	(34,1%)	(9.613)	(14.948)	5.335	(35,7%)
Otros Resultados distintos de la Operación	13.315	12.998	316	2,4%	12.790	10.510	2.280	21,7%
Otras inversiones	10.137	105	10.033	9575,1%	10.032	10	10.022	N/A
Sociedades contabilizadas por método de participación	3.177	3.509	(332)	(9,5%)	2.757	1.115	1.642	147,3%
Resultado Antes de Impuestos	115.849	(133.692)	249.541	(186,7%)	47.302	211.974	(164.672)	(77,7%)
Impuesto sobre sociedades	(15.139)	81.305	(96.444)	(118,6%)	(5.474)	(24.657)	19.183	(77,8%)
Resultado del Período	100.710	(52.387)	153.097	(292,2%)	41.828	187.317	(145.489)	(77,7%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	85.154	(50.860)	136.014	(267,4%)	36.751	175.193	(138.443)	(79,0%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	15.556	(1.527)	17.083	N/A	5.077	12.124	(7.047)	(58,1%)
Utilidad por acción \$ (*)	1,23	(0,74)	1,97	(267,4%)	0,53	2,53	(2,00)	(79,0%)

(*) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile acumulado al 31 de diciembre de 2021, ascendió a Ch\$ 522.185 millones, lo que representa una disminución de un 42,5% respecto al EBITDA del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 908.676 millones. Esta disminución se debe en gran medida a mayores costos de explotación en el segmento de Generación, producto de mayores compras de energía y mayor costo por consumo de combustibles.

Durante el 4T 2021, el EBITDA consolidado alcanzó los Ch\$ 167.771 millones, presentando una disminución de Ch\$ 109.149 millones respecto al 4T 2020, explicado en gran medida por los mayores costos de explotación del 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, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	1.953.288	1.577.422	375.865	23,8%	538.113	392.227	145.886	37,2%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Transmisión	1.201.833	1.382.068	(180.235)	(13,0%)	334.845	329.624	5.221	1,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(299.891)	(374.088)	74.197	(19,8%)	(78.108)	(83.915)	5.807	(6,9%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	2.855.230	2.585.402	269.827	10,4%	794.850	637.937	156.914	24,6%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(1.346.982)	(616.852)	(730.129)	118,4%	(357.653)	(103.455)	(254.198)	245,7%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Transmisión	(974.858)	(1.116.324)	141.467	(12,7%)	(277.709)	(261.863)	(15.846)	6,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	310.534	358.731	(48.197)	(13,4%)	88.302	82.190	6.112	7,4%
Total Costos de Explotación Consolidados	(2.011.305)	(1.374.446)	(636.860)	46,3%	(547.060)	(283.128)	(263.932)	93,2%
Gastos de personal	(58.265)	(49.983)	(8.282)	16,6%	(11.086)	(8.966)	(2.120)	23,7%
Otros gastos por naturaleza	(126.899)	(121.366)	(5.533)	4,6%	(43.310)	(34.557)	(8.754)	25,3%
Total Segmento de Generación	(185.164)	(171.349)	(13.815)	8,1%	(54.397)	(43.523)	(10.874)	25,0%
Gastos de personal	(31.954)	(27.691)	(4.262)	15,4%	(2.512)	(7.733)	5.221	(67,5%)
Otros gastos por naturaleza	(71.488)	(79.581)	8.092	(10,2%)	(14.040)	(19.599)	5.559	(28,4%)
Total Segmento de Distribución y Transmisión	(103.442)	(107.272)	3.830	(3,6%)	(16.552)	(27.332)	10.780	(39,4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(33.133)	(23.660)	(9.473)	40,0%	(9.070)	(7.035)	(2.036)	28,9%
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	421.142	789.221	(368.079)	(46,6%)	126.063	245.250	(119.186)	(48,6%)
EBITDA Segmento de Distribución y Transmisión	123.534	158.472	(34.938)	(22,1%)	40.584	40.429	155	0,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(22.490)	(39.017)	16.527	(42,4%)	1.124	(8.759)	9.883	(112,8%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	522.185	908.676	(386.490)	(42,5%)	167.771	276.920	(109.149)	(39,4%)

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación, acumulado al 31 de diciembre de 2021, alcanzó los **Ch\$ 421.142 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 368.079 millones, correspondiente a una reducción de un 46,6%, con respecto al ejercicio 2020. Respecto a los resultados del 4T 2021, el EBITDA de este segmento presentó una disminución de un 48,6%, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- **Los Ingresos de Explotación, acumulados al 31 de diciembre de 2021, alcanzaron los Ch\$ 1.953.288 millones**, lo que representa un alza de Ch\$ 375.865 millones, equivalente a un 23,8%, respecto a diciembre de 2020, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 309.140 millones**, debido principalmente a: (i) mayores ventas físicas por Ch\$ 287.021 millones, correspondientes a +5.255 GWh, explicado por mayores ventas a clientes libres (+6.485 GWh) asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, parcialmente compensado por menores ventas físicas a clientes regulados (-782 GWh) y en el mercado spot (-448 GWh); (ii) mayores ingresos por servicios complementarios, relacionados con la seguridad y calidad del servicio, y otros servicios por Ch\$ 17.364 millones; y (iii) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 11.079 millones, debido a las coberturas de tipo de cambio que compensaron el efecto negativo en el precio producto de la apreciación de la moneda local respecto al tipo de cambio promedio del dólar estadounidense en el período. Lo anterior, fue compensado parcialmente por menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 6.323 millones.
 - > **Mayores otras ventas por Ch\$ 90.802 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 90.634 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 14.618 millones**, explicado principalmente por: (i) menor ingreso por arriendo temporal de instalaciones por Ch\$ 9.976 millones; y (ii) menor ingreso por indemnizaciones de seguros por Ch\$ 8.855 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 2.341 millones.

- > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 9.458 millones**, explicado principalmente por un menor ingreso por concepto de peajes producto de reliquidaciones realizadas durante el mismo período de 2020.

En lo que respecta al **4T 2021**, los **Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 538.113 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 145.886 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 160.418 millones**, debido fundamentalmente a: (i) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 88.020 millones; (ii) mayores ventas físicas por Ch\$ 75.023 millones (equivalentes a +1.463 GWh, principalmente a clientes libres). Lo anterior, parcialmente compensando por: (i) menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 1.539 millones; y (ii) menores ingresos por servicios complementarios y otros servicios por Ch\$ 1.085 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 12.770 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) menor ingreso por arriendo temporal de instalaciones por Ch\$ 6.838 millones; y (ii) un menor ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 5.808 millones.
- **Los Costos de Explotación, acumulados al 31 de diciembre de 2021, ascendieron a Ch\$ 1.346.982 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 730.129 millones, respecto al ejercicio 2020, que se explica por:
 - > **Mayores compras de energía por Ch\$ 483.311 millones**, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física en el mercado spot (+3.296 GWh) y a otras generadoras (+2.256 GWh), debido en gran medida a una mayor necesidad de energía para abastecer el aumento de la demanda en el segmento de clientes libres, unido a un mayor precio spot por las condiciones del sistema.
 - > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 143.692 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 146.826 millones, debido fundamentalmente a un mayor precio de compra y a una mayor generación con este combustible; (ii) mayor pérdida por deterioro en inventario de carbón por Ch\$ 24.659 millones y diésel por Ch\$ 339 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 petróleo por Ch\$ 21.017 millones; y (iv) mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 12.432 millones, debido en gran medida a un mayor precio

promedio de compra. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 61.701 millones.

- > **Mayores otros provisionamientos variables y servicios por Ch\$ 57.352 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 76.498 millones; y (ii) mayores costos por impuestos de emisiones de centrales térmicas por Ch\$ 5.578 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor costo por operaciones de cobertura de commodities por Ch\$ 15.868 millones; y (ii) menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 7.927 millones.
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 45.774 millones**, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 46.258 millones, producto fundamentalmente de un mayor costo por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente al aumento de los costos marginales por Ch\$ 36.220 millones, mayores costos por concepto de AAT (Ajuste de Armonización Tarifaria) del sistema de transmisión zonal por Ch\$ 7.445 millones y un mayor costo por la reliquidación del contrato con la empresa Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 2.593 millones.

Durante el 4T 2021, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 357.653 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 254.198 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 148.676 millones**, por una mayor compra física en el mercado spot (+977 GWh) y a otras generadoras (+561 GWh), debido en gran medida a una mayor necesidad de energía para abastecer el aumento de la demanda en el segmento de clientes libres, unido a un mayor precio promedio por las condiciones del sistema.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 86.707 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 70.161 millones, debido a una mayor generación con este combustible unido a un mayor precio de compra; (ii) mayor pérdida por deterioro en inventario de carbón por Ch\$ 18.125 millones y diésel por Ch\$ 137 millones, ambos relacionados con la discontinuidad de la unidad generadora a carbón Bocamina II; (iii) mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 13.090 millones; y (iv) mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 5.839 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 20.672 millones.

- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 15.535 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor gasto en peajes por Ch\$ 9.513 millones; (ii) mayor costo de regasificación por Ch\$ 3.461 millones; y (iii) mayor costo de transporte de gas por Ch\$ 2.557 millones.
- > **Mayores otros provisionamientos variables y servicios por Ch\$ 3.279 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 9.673 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 4.598 millones; y (ii) menor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 2.063 millones.
- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 58.265 millones** en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$ 8.282 millones respecto al año anterior, explicado principalmente por: (i) mayores gastos por reestructuración vinculados a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024 por Ch\$ 6.394 millones; (ii) mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 3.327 millones, fundamentalmente por reajustes y revisiones salariales; (iii) mayor gasto por pago de bonos de desempeño anual por Ch\$ 2.390 millones; y (iv) menor activación de mano de obra por Ch\$ 2.229 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores costos por reestructuración por Ch\$ 3.673 millones, relacionados con el proceso de descarbonización registrados en 2020; y (ii) menores otros costos recurrentes por Ch\$ 2.386 millones, relacionados con uso de vacaciones, salud y calidad de vida, entre otros.

En términos trimestrales, **los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) ascendieron a Ch\$ 11.086 millones durante el 4T 2021**, presentando un aumento de Ch\$ 2.120 millones respecto a igual trimestre del 2020, explicado principalmente por: (i) menor activación de mano de obra por Ch\$ 3.300 millones; y (ii) mayor gasto por pago de remuneraciones y otros costos recurrentes Ch\$ 2.493 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por reestructuración por Ch\$ 3.673 millones, relacionados con el proceso de descarbonización registrados el 4T 2020.

Los Otros Gastos por Naturaleza, acumulados al 31 de diciembre de 2021, alcanzaron los Ch\$ 126.899 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 5.533 millones respecto a diciembre del año anterior, explicado principalmente por: (i) mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 4.999 millones; (ii) mayores gastos por sanciones y multas por Ch\$ 4.390 millones; y (iii) mayor costo de seguros contratados por Ch\$ 3.668 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor costo por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.597 millones; (ii) menor costo por servicios

profesionales por Ch\$ 1.482 millones; y (iii) menores otros suministros y servicios por Ch\$ 1.445 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza del 4T 2021 ascendieron a Ch\$ 43.310 millones, aumentando en Ch\$ 8.754 millones respecto al 4T 2020, debido fundamentalmente a un mayor costo por: (i) sanciones y multas por Ch\$ 4.381 millones; (ii) servicios de mantención y reparación por Ch\$ 2.733 millones; y (iii) seguros contratados por Ch\$ 1.748 millones.

EBITDA Segmento de Distribución y Transmisión:

El **EBITDA** de nuestro Segmento de Distribución y Transmisión alcanzó los **Ch\$ 123.534 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de Ch\$ 34.938 millones, o un 22,1% de reducción, con respecto al ejercicio 2020. Respecto a los resultados del 4T 2021, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de un 0,4%, comparado con igual trimestre del año anterior. Las principales variables, que explican estos resultados, se describen a continuación:

- **Los Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 1.201.833 millones, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021**, presentando una disminución de Ch\$ 180.235 millones respecto a los ingresos alcanzados al 31 de diciembre de 2020. La variación negativa correspondiente a un 13,0%, se explica principalmente por:
 - > **Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 166.401 millones**, debido principalmente a: (i) una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 39.339 millones, como consecuencia de un menor efecto de tipo de cambio promedio del ejercicio y del proceso de revisión tarifaria; y (ii) menores ventas físicas de energía (-2.805 GWh), fundamentalmente en los segmentos comercial e industrial, correspondiente a Ch\$ 127.062 millones, debido principalmente a la transferencia de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (-3.022 GWh), unido a la migración de clientes regulados a libres.
 - > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 15.221 millones**, fundamentalmente por: (i) menores ingresos por servicios de construcción de empalmes, alumbrado público y otras prestaciones de servicios por Ch\$ 9.410 millones; y (ii) menores ingresos por peajes por Ch\$ 5.811 millones, principalmente en el segmento de transmisión zonal.

Los Ingresos de Explotación del 4T 2021 fueron de Ch\$ 334.845 millones, lo que representa un leve aumento de Ch\$ 5.221 millones, equivalente a un 1,6%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 13.230 millones**, debido principalmente a un aumento en el precio medio de venta, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio, y por mayores provisiones de venta de energía por el proceso de revisión tarifaria por Ch\$ 54.849 millones, compensado por una menor venta física de energía (-657 GWh), debido principalmente al efecto de la transferencia de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 41.619 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 5.946 millones**, explicado por menores ingresos por servicios de construcción de empalmes, alumbrado público y otras prestaciones de servicios por Ch\$ 8.055 millones, compensado parcialmente por mayores ingresos por concepto de peajes del sistema de transmisión zonal por Ch\$ 2.110 millones.
- **Los Costos de Explotación, acumulados al 31 de diciembre de 2021, ascendieron a Ch\$ 974.858 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 141.467 millones respecto al ejercicio 2020, equivalente a un 12,7% de reducción, que se explica por:
 - > **Menores compras de energía por Ch\$ 126.709 millones**, debido principalmente a una menor compra física en el ejercicio (-3.000 GWh) por Ch\$ 126.511 millones, fundamentalmente por efecto de la transferencia de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (-3.801 GWh).
 - > **Menores gastos de transporte por Ch\$ 10.747 millones**, explicado principalmente por menor gasto por peajes del sistema de transmisión zonal.
 - > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 4.010 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) menores compensaciones a clientes por Ch\$ 2.131 millones; (ii) menores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 2.406 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayor gasto por conexiones de nuevos clientes por Ch\$ 528 millones.

Durante el 4T 2021, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 277.709 millones, aumentando en Ch\$ 15.846 millones respecto al 4T 2020. Esta variación se explica principalmente por: (i) **mayores compras de energía por Ch\$ 19.450 millones**, producto fundamentalmente de un mayor precio medio de compra por Ch\$ 59.537 millones, compensado en parte por una menor compra física en el ejercicio (- 580 GWh) por Ch\$ 39.959 millones, por efecto principalmente de la transferencia de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile. Lo anterior, parcialmente compensado por: (ii) **menores gastos de transporte por Ch\$ 1.926 millones**, por concepto de peajes; y (iii) **menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 1.727 millones**.

- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 31.954 millones al 31 de diciembre de 2021**, lo que representa un aumento de Ch\$ 4.262 millones respecto al ejercicio 2020, como consecuencia principalmente de: (i) mayores gastos por reestructuración vinculados a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024 por Ch\$ 8.581 millones; y (ii) mayor 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 por Ch\$ 4.486 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 7.598 millones; y (ii) menor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 1.299 millones, debido a una menor dotación.

En lo que respecta al 4T 2021, los gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 2.512 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 5.221 millones respecto al 4T 2020, explicado principalmente por: (i) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 4.148 millones; (ii) menor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 575 millones, producto de una disminución en la dotación de personal; y (iii) disminución por otros beneficios recurrentes y no recurrentes por Ch\$ 498 millones, relacionados con uso de vacaciones, bonos otorgados por negociaciones colectivas, entre otros.

- **Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 71.488 millones, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021**, lo que representa una disminución de Ch\$ 8.092 millones comparado con el ejercicio 2020, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores) y servicios de reparación y conservación, por Ch\$ 12.973 millones. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) mayor gasto por servicios profesionales por Ch\$ 2.541 millones; y (ii) mayores otros gastos por Ch\$ 2.340 millones, relacionados con pago de primas de seguros, tributos y tasas, y otros servicios.

En lo que respecta al **4T 2021**, los **Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 14.040 millones**, disminuyendo en Ch\$ 5.559 millones respecto a igual trimestre de 2020, también explicado por menores costos de operación y mantenimiento por Ch\$ 7.834 millones, parcialmente compensado por mayores servicios profesionales y otros servicios por Ch\$ 2.275 millones.

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 31 de diciembre de 2021 y 2020:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas (en millones de Ch\$)					
	dic-21			dic-20		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	421.142	(198.306)	222.836	789.221	(885.237)	(96.017)
Segmento Distribución y Transmisión	123.534	(65.350)	58.183	158.472	(58.583)	99.889
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(22.490)	1.064	(21.426)	(39.017)	889	(38.128)
Total Consolidados ENEL CHILE	522.185	(262.592)	259.594	908.676	(942.931)	(34.255)

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de Ch\$)					
	4T2021			4T2020		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	126.063	(77.003)	49.060	245.250	(46.872)	198.377
Segmento Distribución	40.584	(20.748)	19.836	40.429	(6.589)	33.840
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1.124	(429)	694	(8.759)	1.402	(7.357)
Total Consolidados ENEL CHILE	167.771	(98.180)	69.591	276.920	(52.059)	224.861

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 262.592 millones, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, disminuyendo en Ch\$ 680.339 millones respecto al ejercicio anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por:

- > **Menor pérdida por deterioro por Ch\$ 664.908 millones**, explicado principalmente por el deterioro de la unidad generadora a carbón Bocamina II, reconocido en 2020 por Ch\$ 697.856 millones, asociado al proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo, comparado con el deterioro

por Ch\$ 28.773 millones registrado en 2021, también relacionado con dicho proceso.

- > **Menor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 19.029 millones**, explicado en gran medida por un menor gasto en depreciación producto del deterioro de la central Bocamina II el primer semestre de 2020 por Ch\$ 15.365 millones, unido a una menor depreciación y amortización en el Grupo EGP Chile por Ch\$ 6.939 millones, principalmente por efecto de tipo de cambio. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto en el segmento de distribución y transmisión por Ch\$ 2.347 millones, relacionado con nuevas inversiones en explotación.
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 3.597 millones**, fundamentalmente en el negocio de Distribución y Transmisión por Ch\$ 4.420 millones, debido al aumento de la pérdida crediticia esperada producto del escenario comercial actual, principalmente en el segmento de clientes regulados.

Respecto al **4T 2021**, la **depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 98.180 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 46.121 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por: (i) mayores pérdidas por deterioro por Ch\$ 30.919 millones, fundamentalmente asociadas al proceso de descarbonización; (ii) mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 13.125 millones, fundamentalmente en el segmento de Distribución y Transmisión; y (iii) mayor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 2.078 millones.

Resultado No Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	%	4T2021	4T2020	Variación	%
Ingresos Financieros	26.420	36.160	(9.740)	(26,9%)	8.765	3.513	5.252	149,5%
Gastos Financieros	(174.043)	(127.409)	(46.634)	36,6%	(37.254)	(13.261)	(23.993)	180,9%
Diferencias de Cambio	(15.334)	(23.272)	7.938	(34,1%)	(9.613)	(14.948)	5.335	(35,7%)
Resultados por Unidades de Reajuste	5.898	2.086	3.812	182,8%	3.023	1.300	1.723	132,6%
Total Resultado Financiero ENEL CHILE	(157.060)	(112.435)	(44.625)	39,7%	(35.079)	(23.396)	(11.683)	49,9%
Otras Inversiones	10.137	105	10.033	N/A	10.032	10	10.022	N/A
Ventas de Activos	-	9.384	(9.384)	(100%)	-	9.384	(9.384)	(100%)
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	3.177	3.509	(332)	(9,5%)	2.757	1.115	1.642	147,3%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	13.315	12.998	316	2,4%	12.790	10.510	2.280	21,7%
Resultado Antes de Impuesto	115.849	(133.692)	249.541	(186,7%)	47.302	211.974	(164.672)	(77,7%)
Impuesto sobre Sociedades	(15.139)	81.305	(96.444)	(118,6%)	(5.474)	(24.657)	19.183	(77,8%)
Resultado del Período	100.710	(52.387)	153.097	(292,2%)	41.828	187.317	(145.489)	(77,7%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>85.154</i>	<i>(50.860)</i>	<i>136.014</i>	<i>(267,4%)</i>	<i>36.751</i>	<i>175.193</i>	<i>(138.443)</i>	<i>(79,0%)</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>15.556</i>	<i>(1.527)</i>	<i>17.083</i>	<i>N/A</i>	<i>5.077</i>	<i>12.124</i>	<i>(7.047)</i>	<i>(58,1%)</i>

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile alcanzó una pérdida de **Ch\$ 157.060 millones**, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 44.625 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 112.435 millones obtenida en el ejercicio 2020. Respecto al 4T 2021, el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 35.079 millones, un 49,9% superior a la pérdida alcanzada el 4T 2020. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 9.740 millones, explicados principalmente por: (i) menores ingresos financieros generados por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 10.526 millones; y (ii) por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 4.064 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por actualización financiera de provisión por desmantelamiento de centrales deterioradas en el contexto del proceso de descarbonización por Ch\$ 4.721 millones, producto del alza en las tasas de interés evidenciada al cierre de 2021.

Durante el **4T de 2021**, los ingresos financieros aumentaron en **Ch\$ 5.252 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, principalmente por: (i) mayores ingresos por actualización financiera de provisión por desmantelamiento de centrales

deterioradas por Ch\$ 4.721 millones; y (ii) mayores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 939 millones.

Mayores Gastos financieros por Ch\$ 46.634 millones, principalmente explicados por mayores gastos financieros por: (i) operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 47.909 millones, de los cuales Ch\$ 42.570 millones se relacionan con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley de estabilización tarifaria; (ii) mayores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos³ por Ch\$ 19.186 millones; y (iii) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 6.986 millones, asociado a créditos con EFI. Lo anterior, parcialmente compensado por mayor capitalización de intereses por Ch\$ 28.404 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 Córdoros.

Durante el **4T 2021**, los **gastos financieros aumentaron en Ch\$ 23.993 millones** respecto a igual trimestre del año 2020, explicado principalmente por: (i) mayores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos por Ch\$ 12.916 millones; (ii) menor capitalización de intereses por Ch\$ 7.740 millones; y (iii) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 3.644 millones, asociado a créditos con EFI.

Mayor resultado por unidades de reajuste por Ch\$ 3.812 millones, principalmente explicado por: (i) una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 3.142 millones; y (ii) mayor utilidad por reajuste de instrumentos financieros por Ch\$ 1.763 millones, fundamentalmente asociados a deuda financiera e instrumentos derivados. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 375 millones; y (ii) mayor pérdida por reajuste de cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por Ch\$ 860 millones.

Durante el **4T 2021**, el **resultado por unidades de reajustes tuvo una mayor utilidad de Ch\$ 1.723 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, debido principalmente a: (i) una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 2.118 millones; y (ii) mayor utilidad por reajuste de instrumentos financieros por Ch\$ 1.757 millones, fundamentalmente asociados a deuda financiera e instrumentos derivados. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor utilidad por reajuste

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 contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, entre las cuales se encuentra 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.

de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 1.234 millones; y (ii) mayor pérdida por reajuste de cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por Ch\$ 847 millones.

Menor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 7.938 millones, explicada principalmente por mayores diferencias de cambio positivas generadas por: (i) cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 84.320 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 88.115 millones de mayores diferencias de cambio positivas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria que estableció la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; y (ii) activos y pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 4.409 millones.

Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) mayor diferencia de cambio negativa por Ch\$ 30.779 millones en cuentas por pagar a entidades relacionadas, asociadas a créditos con EFI; (ii) mayor diferencia de cambio negativa generada por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 21.571 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 34.283 millones de mayores diferencias de cambio negativas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; (iii) mayor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por Ch\$ 12.006 millones; (iv) menor diferencia de cambio positiva en efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 8.246 millones; y (v) mayor diferencia de cambio negativa en otros activos y pasivos Ch\$ 8.189 millones.

Durante el **4T 2021**, hubo una **menor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 5.335 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por una mayor diferencia de cambio positiva en cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 55.388 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 58.712 millones de mayores diferencias de cambio positivas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria.

Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) mayores diferencias de cambio negativas generadas por cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 17.351 millones, asociadas a créditos con EFI; (ii) mayores diferencias de cambio negativas por otros pasivos financieros por Ch\$ 8.631 millones, asociados a deuda financiera y derivados; (iii) mayores diferencias de cambio negativas por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 7.742 millones, que incluye mayores diferencias de cambio negativas por Ch\$ 19.463 millones generadas por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; (iv) menor diferencia de cambio positiva en efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 7.567 millones; y (v) mayor diferencia de cambio negativa en otros activos y pasivos Ch\$ 8.762 millones.

Otros resultados distintos de la operación:

El resultado en Otras Inversiones aumentó en Ch\$ 10.033 millones comparado con el ejercicio 2020, explicado fundamentalmente por la utilidad de Ch\$ 9.969 millones generada en la venta de la participación que nuestra subsidiaria Enel Generación Chile poseía sobre el control conjunto Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Respecto al **4T 2021**, el aumento por Ch\$ 10.022 millones respecto al mismo trimestre de 2020 también se explica por lo indicado en el párrafo anterior.

El resultado en Venta de Activos disminuyó en Ch\$ 9.384 millones comparado con el ejercicio anterior, explicado por la utilidad generada en la venta de la línea de transmisión Quintero-San Luis en diciembre de 2020. Lo mismo aplica para la variación del **4T 2021** comparado con el 4T 2020.

Impuesto sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a un gasto de Ch\$ 15.139 millones al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un menor beneficio por Ch\$ 96.444 millones respecto al ejercicio 2020. Esta variación se explica principalmente por: (i) una menor utilidad por Ch\$ 179.539 millones, producto de las mayores pérdidas por deterioro registradas en 2020, en el contexto del plan de descarbonización impulsado por el Grupo; (ii) una menor utilidad por impuestos por Ch\$ 33.700 millones, producto del goodwill asignado a los activos fijos de Enel Generación Chile durante 2020, generado en la fusión con Gas Atacama Chile en 2019; (iii) un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 3.530 millones, debido a la utilidad tributaria generada en la fusión de Enel Green Power Chile S.A. y Almeyda Solar SpA en 2021. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor gasto de Ch\$ 104.352 millones, producto de menores resultados operacionales respecto al año anterior; y (ii) menor gasto de Ch\$ 17.459 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

Respecto al **4T 2021**, el **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 5.474 millones de utilidad**, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 19.183 millones respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 29.470 millones por menores resultados de la compañía en el año 2021; (ii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 8.883 millones por deterioros de centrales de carbón el 4T 2021; (iii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 7.769 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria respecto al año anterior. Todo esto compensado por una menor utilidad por impuestos por Ch\$ 33.700 millones, producto del goodwill asignado durante 2020 a los activos fijos generado en la fusión con Gas Atacama Chile en 2019.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.268.253	1.026.401	241.852	23,6%
Activos No Corrientes	8.232.071	6.878.071	1.354.000	19,7%
Total Activos	9.500.324	7.904.472	1.595.852	20,2%

Los **Activos Totales** de la Compañía **aumentaron en Ch\$ 1.595.852 millones al 31 de diciembre de 2021**, correspondiente a un alza de un 20,2%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2020.

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de Ch\$ 241.852 millones al 31 de diciembre de 2021 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\$ 133.298 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 147.240 millones, gran parte proveniente del segmento de Distribución y Transmisión; y (ii) mayores cuentas por cobrar por arrendamientos financieros por Ch\$ 4.293 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores anticipos a proveedores y acreedores por Ch\$ 10.023 millones; y (ii) menores indemnizaciones por cobrar producto de siniestros en las Centrales Tarapacá y Bocamina I por Ch\$ 5.360 millones.
- **Aumento de activos por impuestos corrientes por Ch\$ 76.499 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores créditos por utilidades absorbidas por Ch\$ 59.373 millones, provenientes de la matriz Enel Chile; y (ii) mayores pagos previsionales mensuales por Ch\$ 17.155 millones.
- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 47.024 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores gastos pagados por anticipado por Ch\$ 24.632 millones, producto en gran medida de pago de primas de seguros; y (ii) aumento del IVA crédito fiscal por Ch\$ 22.305 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile por mayores compras.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 22.061 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivos: (i) compras de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 748.013 millones; (ii) pago de dividendos por Ch\$ 231.069 millones; (iii) pago de intereses por Ch\$ 142.891 millones;

(iv) pago a los empleados por Ch\$ 134.092 millones; (v) pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 112.104 millones; y (vi) otras salidas de efectivo por Ch\$ 56.921 millones, principalmente relacionadas con pago de IVA y otros impuestos. Lo anterior, compensado en gran parte por: (i) recaudación de clientes neto de pagos a proveedores por Ch\$ 769.231 millones, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 435.303 millones, asociado a la venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar de los negocios de Generación y Distribución y Transmisión; y (ii) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 633.799 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 1.354.000 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 1.077.192 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento de las obras en curso por Ch\$ 685.211 millones, principalmente en el Segmento de Generación; (ii) incremento por diferencias de conversión por Ch\$ 414.675 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 de infraestructura de red por Ch\$ 110.981 millones; y (iv) aumento en plantas y equipos de generación y otras instalaciones por Ch\$ 67.860 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) depreciación del período por Ch\$ 194.764 millones; y (ii) disminución por provisión de desmantelamiento y restauración por Ch\$ 5.151 millones, principalmente relacionada con el aumento de las tasas de descuento aplicadas.
- **Aumento de Activos por derechos de uso por Ch\$ 105.287 millones**, fundamentalmente en el Grupo EGP Chile producto nuevos contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales.
- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 71.687 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores activos por pérdidas tributarias por Ch\$ 50.929 millones, de las cuales Ch\$ 34.217 millones corresponden a Enel Generación Chile y 15.020 millones a Enel Chile; y (ii) mayores activos por depreciaciones de activos fijos por Ch\$ 14.315 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 70.770 millones**, explicado fundamentalmente por el aumento de deudores comerciales por Ch\$ 65.824 millones, lo cual incluye mayores cuentas por cobrar en el segmento de Distribución y Transmisión por Ch\$ 110.839 millones y en el segmento de Generación por Ch\$ 89.545 millones, debido al reconocimiento de tarifas pendientes de aplicar por efecto de la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria, parcialmente compensado por

las operaciones de venta de cuentas comerciales por cobrar a clientes por venta de energía, asociadas a la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria, realizadas por Enel Generación Chile y EGP Chile por Ch\$ 156.929 millones.

- **Aumento de activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 26.107 millones**, explicado fundamentalmente por la adquisición de programas informáticos.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	2.132.326	1.045.480	1.086.847	104,0%
Pasivo No corriente	4.021.504	3.264.717	756.788	23,2%
Patrimonio Total	3.346.493	3.594.275	(247.782)	(6,9%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	3.097.868	3.351.916	(254.047)	(7,6%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	248.625	242.359	6.266	2,6%
Total Patrimonio y Pasivos	9.500.324	7.904.472	1.595.852	20,2%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 9.500.324 millones al 31 de diciembre de 2021**, presentando un aumento de un 20,2% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2020.

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 1.086.847 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\$ 874.544 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por pagar a: (i) Enel Finance International NV (EFI) por Ch\$ 795.821 millones, que corresponden principalmente a nuevos préstamos otorgados a Enel Chile durante el 2021 por un total de Ch\$ 417.253 millones (US\$ 540 millones), traspaso a corriente de préstamos de largo plazo por Ch\$ 284.380 millones, y a diferencia de tipo de cambio de la deuda y otras variaciones por Ch\$ 94.188 millones; (ii) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 36.653 millones, principalmente por operaciones de cobertura de commodities; (iii) Enel SpA por Ch\$ 22.547 millones, principalmente por concepto de dividendos; y (iv) Enel Green Power SpA por Ch\$ 16.672 millones por servicios técnicos y otros servicios.
- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 350.366 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por: (i) compra de activos por Ch\$ 145.141, fundamentalmente en el Segmento de Generación; (ii) compra de energía por Ch\$ 102.072 millones; (iii) compra de combustibles por Ch\$ 49.552 millones; (iv) compra de bienes y servicios por

Ch\$ 39.287 millones; y (v) dividendos por pagar a terceros por Ch\$ 10.091 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 69.159 millones**, explicado fundamentalmente por la disminución de obligaciones por préstamos por Ch\$ 76.894 millones, producto principalmente del vencimiento de préstamo bancario de EGP Chile; parcialmente compensado por el aumento de pasivos por instrumentos derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 7.735 millones.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 59.211 millones**, por concepto de impuesto a la renta, fundamentalmente en Enel Generación Chile.

Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 756.788 millones** al 31 de diciembre de 2021, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 458.285 millones**, explicado por: (i) aumento de pasivos por bonos por Ch\$ 212.141 millones debido a diferencias de tipo de cambio y reajustes; (ii) aumento de préstamos bancarios por Ch\$ 189.243 millones, fundamentalmente por nuevo préstamo de Enel Chile por USD 100 millones; y (iii) aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 56.901 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 136.015 millones**, que se explica por el aumento en las cuentas por pagar a EFI, principalmente por: (i) nuevo financiamiento de largo plazo otorgado a Enel Chile en 2021 por Ch\$ 216.546 millones (US\$ 300 millones); (ii) efecto de tipo de cambio de la deuda por Ch\$ 192.451 millones; y (iii) costos financieros y otros cambios por Ch\$ 11.397 millones. Parcialmente compensado por traspaso a corriente de la porción corto plazo de la deuda por Ch\$ 284.380 millones.
- **Aumento de Pasivos por arrendamiento no corrientes por Ch\$ 103.699 millones**, fundamentalmente en el Grupo EGP Chile producto nuevos contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales.
- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 62.187 millones**, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por pagar por compras de energía por Ch\$ 62.685 millones en Enel Distribución Chile por efecto de la Ley de estabilización tarifaria.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 3.346.493 millones al 31 de diciembre de 2021, presentando una variación negativa de un 6,9%, respecto al 31 de diciembre de 2020, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de Ch\$ 3.097.868 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 1.603.186 millones y Otras reservas por menos Ch\$ 2.387.421 millones.
 - > **Las Utilidades acumuladas, presentan una variación negativa de Ch\$ 144.251 millones**, que se explican fundamentalmente por pago de dividendos por Ch\$ 238.399 millones, parcialmente compensado por la utilidad del ejercicio por Ch\$ 85.154 millones e incremento por otros cambios por Ch\$ 8.994 millones.
 - > **Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 109.796 millones**, que se explican principalmente por menores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 288.577 millones, parcialmente compensado por: (i) mayores reservas de conversión por Ch\$ 176.151 millones; y (ii) mayores otras reservas varias por Ch\$ 2.630 millones.
- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 248.625 millones**, presentando un aumento de Ch\$ 6.266 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, explicado principalmente por: (i) utilidad del ejercicio por Ch\$ 15.556 millones; y (ii) mayores otros resultados integrales por Ch\$ 12.602 millones. Lo anterior, compensado por pago de dividendos por Ch\$ 21.783 millones.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,59	0,98	(0,39)	(39,3%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,57	0,96	(0,39)	(40,9%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(864.073)	(19.079)	(844.994)	N/A
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,84	1,20	0,64	53,2%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	34,7%	24,3%	10,4%	42,6%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	65,3%	75,7%	(10,4%)	(13,7%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,85	6,12	(3,27)	(53,5%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	9,1%	(1,3%)	10,4%	N/A
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	2,6%	(1,5%)	4,1%	N/A
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,2%	(0,7%)	1,9%	N/A

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- > **La liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó 0,59 veces, presentando una variación negativa de 39,3% con respecto al 31 de diciembre de 2020. Esta variación está explicada en gran medida por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, fundamentalmente por los préstamos otorgados por EFI a Enel Chile en el período 2021.
- > **La razón ácida** al 31 de diciembre de 2021, alcanzo 0,57 veces, presentando una variación negativa de 40,9% con respecto al 31 de diciembre de 2020, también principalmente explicado por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **El capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2021 fue de menos Ch\$ 864.073 millones, lo que representa un mayor resultado negativo por Ch\$ 844.994 millones comparado con diciembre de 2020, explicado fundamentalmente por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,84 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el ejercicio 2021, versus el 1,20 veces al 31 de diciembre de 2020. Este empeoramiento en el índice se explica en gran medida por el aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas, fundamentalmente por los nuevos préstamos otorgados por EFI a Enel Chile (US\$ 840 millones).

- > **La cobertura de costos financieros** para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 fue de 2,85 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. La disminución de un 53,5% de este índice comparado con diciembre de 2020, se explica por el menor EBITDA generado en el ejercicio y mayores gastos financieros, principalmente por operaciones de venta y cesión de derechos de cobros de cuentas por cobrar realizadas durante el período 2021.

Aislando los efectos extraordinarios, relacionados con los deterioros de inventario de combustibles reconocidos durante los períodos 2020 y 2021, y las provisiones por reestructuración reconocidas durante el período 2021, este índice habría disminuido un 49% (3,20 veces al 31 de diciembre de 2021 versus 6,29 veces al 31 de diciembre de 2020).

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 9,1% al 31 de diciembre de 2021, comparado con el porcentaje de menos 1,3% obtenido en el ejercicio 2020. El mejor desempeño, correspondiente a 10,4 p.p., se debe en gran medida a la pérdida por deterioro de la Central Bocamina II registrada el primer semestre de 2020.

Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos 2021 y 2020, el índice de rentabilidad había disminuido en 14,2 p.p. (12,4% al 31 de diciembre de 2021 versus 26,6% al 31 de diciembre de 2020).

- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de 2,6% por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de 4,1 p.p. respecto al ejercicio 2020. Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 8,3 p.p. (4,7% al 31 de diciembre de 2021 versus 13,0% al 31 de diciembre de 2020).

- > **La rentabilidad de los activos** fue de 1,2% por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de 1,9 p.p. respecto al índice del año anterior. Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 4,5 p.p. (1,5% al 31 de diciembre de 2021 versus 6,0% al 31 de diciembre de 2020).

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 30.430 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 103.976 millones con respecto al ejercicio 2020. 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\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	412.893	755.866	(342.973)	(45,4%)
Flujo de Inversión	(736.555)	(554.651)	(181.903)	32,8%
Flujo de Financiamiento	293.232	(127.669)	420.901	(329,7%)
Flujo neto del período	(30.430)	73.545	(103.976)	(141,4%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 412.893 millones en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de 45,4% respecto a diciembre 2020. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por flujos de entrada de efectivo por cobros por ventas de bienes y servicios por Ch\$ 3.686.363 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensados por flujos de salida de efectivo por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 2.917.132 millones; (ii) pago a empleados por Ch\$ 134.092 millones; (iii) pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 112.104 millones; (iv) pago de primas seguros netos de cobros por Ch\$ 9.757 millones; y (v) otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 100.385 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La menor entrada de caja por Ch\$ 342.973 millones en el flujo de operación, se debe en gran medida a un mayor pago a proveedores por Ch\$ 982.052 millones y un mayor pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 110.762 millones, parcialmente compensado por mayores cobros por venta de bienes y servicios por Ch\$ 724.549 millones, que incluyen una mayor entrada de caja por Ch\$ 391.039 millones, producto de las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar realizadas por Enel Generación Chile, EGP Chile y Enel Distribución Chile durante el período 2021.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch\$ 736.555 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por las compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 748.013 millones; y (ii) compra de activos intangibles por Ch\$ 38.059 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) ingreso de caja por la venta de la línea de transmisión Quintero-

San Luis por Ch\$ 18.197 millones, realizada por Enel Generación Chile en diciembre de 2020; (ii) ingreso de caja por Ch\$ 11.787 millones producto de la venta de la participación que poseía Enel Generación Chile sobre el negocio conjunto Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.; (iii) dividendos percibidos por Ch\$ 7.023 millones; y (iv) cobros netos de pagos procedentes de contratos de derivados por Ch\$ 6.815 millones.

La mayor salida de caja por Ch\$ 181.903 millones en el flujo de inversión, respecto a diciembre 2020, se explica fundamentalmente por una mayor compra de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 233.206 millones, principalmente en el Grupo EGP Chile, asociado al desarrollo de su cartera de proyectos renovables, parcialmente compensado por los ingresos de caja provenientes de la venta de la línea de transmisión Quintero-San Luis por Ch\$ 18.197 millones y de la venta de participación en Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 11.787 millones.

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación fueron Ch\$ 293.232 millones**, por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021. Estos flujos están compuestos principalmente por flujos de entrada procedentes de: (i) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 633.799 millones; y (ii) préstamos bancarios (USD 100 millones) por Ch\$ 77.274 millones, obtenidos por Enel Chile durante el segundo semestre de 2021. Lo anterior, parcialmente compensado por flujos de salida por: (i) pago de dividendos por Ch\$ 231.069 millones; (ii) pago de intereses por Ch\$ 142.891 millones; y (iii) pago de bonos por Ch\$ 33.737 millones, realizados por Enel Generación Chile.

La variación positiva de Ch\$ 420.901 millones en el flujo de financiamiento, respecto a diciembre de 2020, se explica fundamentalmente por mayores préstamos de empresas relacionadas por Ch\$ 149.279 millones, menor pago de préstamos bancarios por Ch\$ 118.638 millones, un menor pago de dividendos por Ch\$ 81.646 millones y por los nuevos préstamos bancarios por Ch\$ 77.274 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	dic-21	dic-20	dic-21	dic-20
Segmento Generación	660.879	421.486	164.579	185.479
Segmento Distribución y Transmisión	84.389	91.497	45.613	43.266
Otras actividades de negocio	2.745	1.825	736	1.212
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	748.013	514.808	210.928	229.957

Los principales desembolsos se originan en el negocio de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 660.879 millones al 31 de diciembre de 2021.

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 de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel SpA), 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 y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel SpA, 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 Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada 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 y 37 sub-categorías.

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 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:

	dic-21	dic-20
Tasa de interés fija	82%	99%

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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 cuarto trimestre de 2021, 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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros 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 diciembre de 2021 había coberturas de Brent por 1.93 kbbl a liquidarse en 2022 y 9.1 Tbtu de HH a liquidarse en 2022. Al 31 de diciembre de 2020, había operaciones vigentes por 1.782 kbbl de Brent a liquidarse en 2021 y 16.8 Tbtu de Henry Hub a liquidarse en 2021.

De acuerdo a 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 cuarto trimestre de 2021.

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 2021, 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. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros.

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. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 332.036 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 140.643 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 lo referente al riesgo crédito de 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 el caso de nuestra empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro es una facultad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. Sin embargo, con fecha de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley 21.249 Servicios Básicos -que durante 2021 se publicaron dos prórrogas- 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) y el prorrateo de la deuda contraída en este período en 48 cuotas (última actualización), sin multas, intereses, ni gastos asociados, previa acreditación de condiciones que la misma normativa señala. Además, impone la obligación de establecer plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a estos beneficios. Desde la publicación de la ley, la cantidad de clientes acogidas a este beneficio es 68.839.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia.

Sin embargo, las pérdidas por deterioro han incrementado desde el inicio de la pandemia, como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes.

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).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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:

- > Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- > 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\$ 654.950 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 y con vencimiento en junio de 2024 y otra suscrita en octubre 2021 y con vencimiento en octubre 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 y con vencimiento en junio de 2024 y otro suscrito en diciembre 2021 con vencimiento en diciembre 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.

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 subsidiarias 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 diciembre de 2021).

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 diciembre de 2021.