

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

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a Enel Generación Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 115.941 millones a diciembre de 2021, comparado con una pérdida de Ch\$ 155.087 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\$ 51.453 millones, lo que representa una reducción de Ch\$ 92.881 millones respecto al 4T 2020, como consecuencia del importante incremento en los costos operacionales.
- 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\$ 6.001 millones, el beneficio neto de la Compañía se redujo un 52,7% al llegar a Ch\$ 176.348 millones a diciembre de 2021 respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 372.779 millones a diciembre de 2020. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto disminuyó un 40,8% al totalizar Ch\$ 90.217 millones en el 4T 2021, debido principalmente a los mayores costos operacionales.
- La generación de energía neta totalizó 15.583 GWh al cierre del año 2021, un 2,1% inferior (-330 GWh) respecto al período 2020, en tanto que durante el 4T 2021, la generación neta fue de 4.225 GWh, con una baja de 2,5% (-109 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 27.477 GWh a diciembre de 2021, con un crecimiento de 26,0% (+5.667 GWh) explicado por mayores ventas a clientes libres asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile como resultado de la aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución. Del mismo modo, durante el 4T de 2021, las ventas físicas aumentaron un 27,3% (+1.558 GWh) al totalizar 7.259 GWh, como resultado de las mayores ventas a clientes libres.

- Dado lo expuesto en el punto anterior, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 1.899.774 millones, lo que representa un crecimiento de 27,5% con relación al año 2020. Análogamente, durante el 4T 2021, los ingresos operacionales aumentaron un 41,5% llegando a Ch\$ 521.782 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 3T 2021.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de Ch\$ 1.505.111 millones a diciembre de 2021, equivalente a un alza de 85,5%. Misma tendencia se observó durante el 4T 2021, con un aumento de 151,2% y costos totales por Ch\$ 398.675 millones. 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 11,3% al alcanzar los Ch\$ 49.162 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 disminuyó un 13,4% respecto al 4T 2020 al totalizar Ch\$ 9.919 millones.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía registró un valor de Ch\$ 260.005 millones, con una disminución de 52,5% con relación a diciembre de 2020. Al aislar los efectos extraordinarios señalados previamente, el EBITDA de Enel Generación Chile se redujo un 45,2% al llegar a Ch\$ 313.982 millones. Durante el 4T 2021, el EBITDA alcanzó los Ch\$ 86.587 millones, equivalente a una disminución de 50,3%. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA se redujo un 39,5% al totalizar Ch\$ 110.916 millones.
- El resultado financiero registró un menor gasto por Ch\$ 4.037 millones a diciembre de 2021 al totalizar Ch\$ 42.445 millones, explicado en gran parte por una ganancia generada por diferencias de cambio. Sin embargo, durante el 4T 2021, el resultado financiero registró una utilidad por Ch\$ 3.199 millones, equivalente a un mejor resultado por Ch\$ 19.645 millones respecto al 4T 2020, debido principalmente a una utilidad generada por diferencias de cambio y mayores ingresos financieros.

RESUMEN FINANCIERO

- > La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 46 millones con respecto a diciembre 2020, registrando un valor de US\$ 1.066 millones a diciembre de 2021.
 - > El costo promedio de la deuda aumentó desde un 6,6% a diciembre de 2020 a un 6,8% registrado a diciembre de 2021.
 - > La caja y caja equivalente disponible de la Compañía registró un valor US\$ 4 millones a diciembre de 2021.
-

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



El Grupo Enel Generación Chile es propietario y opera 109 unidades de generación, con una capacidad instalada bruta combinada de 6.000 MW al 31 de diciembre de 2021. De estas unidades de generación, 38 son hidroeléctricas con una capacidad instalada de 3.469 MW, 20 son unidades de generación térmica que operan con gas, carbón o petróleo, con una capacidad instalada de 2.454 MW y 51 son unidades de generación eólica con una capacidad instalada de 78 MW. Esto significa que un 59% de nuestra potencia instalada corresponde a energías renovables y 41% corresponde a centrales térmicas.

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de Mercado (%)	
	Acumulado			Trimestral			dic-21	dic-20
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %		
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	27.477	21.810	26,0%	7.259	5.700	27,3%	36,7%	30,4%

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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a Enel Generación Chile al cierre de diciembre de 2021 fue una utilidad de Ch\$ 115.941 millones, comparado con los Ch\$ 155.087 millones de pérdida registrados en el ejercicio anterior. Respecto a los resultados del 4T 2021, la utilidad neta atribuible a Enel Generación Chile ascendió a Ch\$ 51.453 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 92.881 millones respecto al 4T de 2020.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones 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 %	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Ingresos	1.899.774	1.490.102	409.672	27,5%	521.782	368.693	153.089	41,5%
Ingresos ordinarios	1.882.345	1.457.276	425.069	29,2%	523.486	357.266	166.220	46,5%
Otros ingresos de explotación	17.429	32.826	(15.397)	(46,9%)	(1.704)	11.427	(13.131)	(114,9%)
Aprovisionamientos y Servicios	(1.505.111)	(811.504)	(693.607)	85,5%	(398.675)	(158.685)	(239.990)	151,2%
Compras de energía	(824.941)	(378.199)	(446.742)	118,1%	(218.377)	(83.214)	(135.163)	162,4%
Consumo de combustible	(374.748)	(231.176)	(143.572)	62,1%	(124.116)	(37.485)	(86.631)	n/a
Gastos de transporte	(153.426)	(107.534)	(45.892)	42,7%	(34.826)	(19.906)	(14.920)	75,0%
Otros aprovisionamientos y servicios	(151.996)	(94.595)	(57.401)	60,7%	(21.356)	(18.080)	(3.276)	18,1%
Margen de Contribución	394.663	678.598	(283.935)	(41,8%)	123.107	210.008	(86.901)	(41,4%)
Trabajos para el inmovilizado	3.183	4.659	(1.476)	(31,7%)	1.012	1.372	(360)	(26,2%)
Gastos de personal	(52.345)	(48.830)	(3.515)	7,2%	(10.931)	(12.820)	1.889	(14,7%)
Otros gastos por naturaleza	(85.496)	(86.985)	1.489	(1,7%)	(26.601)	(24.328)	(2.273)	9,3%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	260.005	547.442	(287.437)	(52,5%)	86.587	174.232	(87.645)	(50,3%)
Depreciación y amortización	(72.007)	(85.968)	13.961	(16,2%)	(18.275)	(18.112)	(163)	0,9%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(28.773)	(697.856)	669.083	(95,9%)	(28.773)	(2.030)	(26.743)	n/a
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(697)	(226)	(471)	n/a	(773)	(58)	(715)	n/a
Resultado de Explotación (EBIT)	158.528	(236.608)	395.136	(167,0%)	38.766	154.032	(115.266)	(74,8%)
Resultado Financiero	(42.445)	(46.482)	4.037	(8,7%)	3.199	(16.446)	19.645	(119,5%)
Ingresos financieros	7.632	12.075	(4.443)	(36,8%)	4.662	(1.200)	5.862	(488,5%)
Gastos financieros	(68.653)	(28.329)	(40.324)	142,3%	(9.240)	9.530	(18.770)	(197,0%)
Resultados por unidades de reajuste	3.386	(703)	4.089	n/a	2.212	1.056	1.156	109,5%
Diferencia de cambio	15.190	(29.525)	44.715	(151,5%)	5.565	(25.832)	31.397	(121,5%)
Otros Resultados distintos de la Operación	13.387	11.973	1.414	11,8%	12.767	10.545	2.222	21,1%
Sociedades contabilizadas por método de participación	3.220	2.495	725	29,1%	2.735	1.161	1.574	135,6%
Otras inversiones	10.137	94	10.043	n/a	10.032	-	10.032	100,0%
Ventas de Activos	30	9.384	(9.354)	(99,7%)	-	9.384	(9.384)	(100,0%)
Resultado Antes de Impuestos	129.470	(271.117)	400.587	(147,8%)	54.732	148.131	(93.399)	(63,1%)
Impuesto sobre sociedades	(5.812)	122.434	(128.246)	(104,8%)	(726)	(1.595)	869	(54,5%)
Resultado del Ejercicio	123.658	(148.683)	272.341	(183,2%)	54.006	146.536	(92.530)	(63,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	115.941	(155.087)	271.028	(174,8%)	51.453	144.334	(92.881)	(64,4%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	7.717	6.404	1.313	20,5%	2.553	2.202	351	15,9%
(Pérdida) Utilidad por acción \$ (*)	14,14	(18,91)	33,05	(174,8%)	6,27	17,60	(11,32)	(64,4%)

(*) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 8.201.754.580

Resultado de Explotación:

Al 31 de diciembre de 2021, el EBITDA de la compañía disminuyó en Ch\$ 287.437 millones y totalizó una utilidad de Ch\$ 260.005 millones, en tanto que el resultado de explotación aumentó en Ch\$ 395.136 millones a diciembre de 2021, totalizando una utilidad por Ch\$ 158.528 millones.

Los ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.899.774 millones, reflejando un aumento de Ch\$ 409.672 millones, equivalente a un 27,5% comparado con el ejercicio anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- Mayores **ventas de energía** por Ch\$ 336.210 millones, debido a (i) mayores ventas físicas por Ch\$ 308.688 millones, correspondientes a +5.667 GWh, explicado por mayores ventas a clientes libres (+6.524 GWh) asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile S.A. para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, compensado por menores ventas físicas a clientes regulados (-785 GWh) y menores ventas físicas en el mercado spot (-72 GWh), (ii) un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 14.865 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 ejercicio, (iii) mayores ingresos por servicios complementarios por Ch\$ 18.980 millones relacionados con la seguridad y calidad del servicio. Lo anterior, fue compensado parcialmente por (iv) menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 6.323 millones.
- Mayores **otras ventas** por Ch\$ 90.802 millones, debido principalmente a un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 90.634 millones.

Lo anterior se compensa parcialmente por:

- Menores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 15.397 millones, explicado por un menor ingreso por seguros por Ch\$ 8.855 millones, menores ingresos por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 9.977 millones, compensado por mayores ingresos por derivados de commodities por Ch\$ 2.341 millones y otros servicios por Ch\$ 1.094 millones.

En lo que respecta al 4T de 2021, los ingresos de explotación alcanzaron los Ch\$ 521.782 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 153.089 millones (o un 41,5%) respecto al mismo trimestre del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 368.693 millones. La variación se debe principalmente a:

- Mayores **ventas de energía** por Ch\$ 166.712 millones, por mayores ventas físicas por Ch\$ 84.353 millones (equivalentes a +1.558 GWh, principalmente a clientes libres), un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 79.480 millones, mayores ingresos por servicios complementarios por Ch\$ 4.418 millones, compensado por menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 1.539 millones.
- Menores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 13.131 millones, explicado principalmente por menores ingresos por derivados de commodities por Ch\$ 5.808 millones, menores ingresos por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 6.838 millones y un menor ingreso por seguros por Ch\$ 1.057 millones.

Los costos por aprovisionamientos y servicios aumentaron en Ch\$ 693.607 millones, equivalente a un 85,5%, que se explican por:

- Mayores **compras de energía** por Ch\$ 446.742 millones, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física a otras generadoras (+4.325 GWh) y en el mercado spot (+1.673 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\$ 143.572 millones, explicado principalmente por: (i) un mayor consumo de gas por Ch\$ 146.826 millones, (ii) mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 21.017 millones, (iii) pérdidas por deterioros en inventarios 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 primer semestre de 2020, (iv) mayor consumo de carbón por Ch\$ 12.432 millones. Lo anterior compensado por (v) un menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 61.701 millones.
- Los **gastos de transporte** aumentaron en Ch\$ 45.892 millones, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 46.377 millones, debido fundamentalmente a (i) un mayor costo por la reliquidación del contrato con Transquillota por Ch\$ 2.593 millones, (ii) mayores costos por concepto de AAT (Ajuste de Armonización Tarifaria) del sistema de transmisión zonal por Ch\$ 7.445 millones (iii) mayor costo por concepto de Ingresos Tarifarios (IT)

asociado principalmente al aumento de los costos marginales por Ch\$ 36.339 millones.

- Mayores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 57.401 millones, explicado por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 76.498 millones, un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 5.578 millones, compensado por un menor costo por derivados de cobertura de commodities por Ch\$ 15.868 millones, un menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 7.927 millones y menor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 880 millones (agua, químicos, etc.).

Para el 4T de 2021, los costos por aprovisionamientos y servicios totalizaron Ch\$ 398.675 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 239.990 millones, equivalente a un 151,2%, respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 158.685 millones. La variación se explica principalmente por:

- Mayores **compras de energía** por Ch\$ 135.163 millones, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física a otras generadoras (+1.555 GWh) y en el mercado spot (+113 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.
- Mayor **consumo de combustibles** por Ch\$ 86.631 millones, principalmente por (i) mayor consumo de gas por Ch\$ 70.161 millones, (ii) mayor consumo de petróleo por Ch\$ 5.839 millones, (iii) mayor consumo de carbón por Ch\$ 13.090 millones, (iv) pérdidas por deterioros en inventarios de carbón por Ch\$ 18.125 millones, compensado en parte por (v) un menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 20.672 millones.
- Los **gastos de transporte** aumentaron en Ch\$ 14.920 millones, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 8.902 millones, un mayor costo de regasificación por Ch\$ 3.461 millones y un mayor costo de transporte de gas por Ch\$ 2.557 millones.
- Mayores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 3.276 millones, principalmente por (i) un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 9.673 millones, compensado por (ii) un menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 4.598 millones y (iii) por un 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\$ 49.162 millones al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$ 4.991 millones respecto al período 2020 y se explica por mayores gastos por reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024 por Ch\$ 6.001 millones, menor activación de mano de obra en proyecto Los Córdoros por Ch\$ 1.476 millones, mayor costo por bonos al personal por Ch\$ 2.816 millones, compensado por un menor gasto por fondos de descarbonización por Ch\$ 3.673 millones y por menores otros costos recurrentes por Ch\$ 1.629 millones, relacionados con uso de vacaciones, salud y calidad de vida, entre otros.

Durante el 4T de 2021, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** presenta una disminución de Ch\$ 1.529 millones principalmente por un menor gasto por fondos de descarbonización por Ch\$ 3.673 millones, compensado por una menor activación de mano de obra en proyecto Los Córdoros por Ch\$ 360 millones y un mayor pago por remuneraciones y otros costos recurrentes por Ch\$ 1.784 millones.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en Ch\$ 1.489 millones, principalmente por un menor costo por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.597 millones, menor costo de seguros contratados por Ch\$ 345 millones, menor costo por servicios externalizados por Ch\$ 194 millones, compensado en parte por un mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 3.766 millones.

Para el 4T de 2021, los **otros gastos por naturaleza** alcanzaron los Ch\$ 26.601 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 2.273 millones, equivalente a un 9,3%, respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 24.328 millones. La variación se explica principalmente por un mayor costo por servicios externalizados por Ch\$ 643 millones, un mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 914 millones y otros servicios varios por Ch\$ 716 millones.

La **depreciación y amortización** disminuyó en Ch\$ 13.961 millones, que se explica principalmente por una menor depreciación de la unidad generadora a carbón Bocamina II deteriorada en el mes de junio de 2020 por Ch\$ 15.365 millones, producto del proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo, compensado en parte por una mayor amortización de programas informáticos por Ch\$ 660 millones.

Para el 4T de 2021, la **depreciación y amortización** alcanzaron los Ch\$ 18.275 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 163 millones, equivalente a un 0,9%, presentando una tendencia similar respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 18.112 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Las **pérdidas por deterioro** disminuyeron en Ch\$ 669.083 millones, por el deterioro reconocido en la Central Bocamina II en junio de 2020, producto del proceso de descarbonización llevado a cabo por la Compañía.

Para el 4T 2021, las **pérdidas por deterioro** aumentaron en Ch\$ 26.743 millones, respecto al mismo trimestre del año anterior, producto del proceso de descarbonización llevado a cabo por la Compañía.

A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación en términos acumulados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

	Cifras Acumuladas (en millones de Ch\$)					
	dic-21			dic-20		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	1.869.125	(1.852.974)	16.151	1.454.984	(1.810.257)	(355.273)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	208.153	(65.776)	142.377	162.555	(43.890)	118.665
Ajustes de consolidación subsidiaria	(177.504)	177.504	-	(127.437)	127.437	-
Total Consolidado ENEL GENERACION	1.899.774	(1.741.246)	158.528	1.490.102	(1.726.710)	(236.608)

	Cifras Trimestrales (en millones de Ch\$)					
	dic-21			dic-20		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	511.558	(519.657)	(8.099)	351.744	(238.631)	113.113
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	59.268	(12.403)	46.865	47.638	(6.719)	40.919
Ajustes de consolidación filiales	(49.044)	49.044	-	(30.689)	30.689	-
Total Consolidado ENEL GENERACION	521.782	(483.016)	38.766	368.693	(214.661)	154.032

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2021 y 2020, se muestran a continuación:

(en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Cientes Regulados	772.624	778.840	(6.216)	(0,8%)	207.440	175.479	31.961	18,2%
Cientes no Regulados	923.199	586.591	336.609	57,4%	295.405	138.651	156.755	113,1%
Ventas de Mercado Spot	52.852	47.035	5.817	12,4%	7.463	29.467	(22.003)	(74,7%)
Total Venta de Energía	1.748.676	1.412.466	336.210	23,8%	510.309	343.596	166.712	48,5%

Resultado No Operacional

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	%	dic-21	dic-20	Variación	%
Ingresos financieros	7.632	12.075	(4.443)	(36,8%)	4.662	(1.200)	5.862	(488,5%)
Gastos financieros	(68.653)	(28.329)	(40.324)	142,3%	(9.240)	9.530	(18.770)	(197,0%)
Resultados por unidades de reajuste	3.386	(703)	4.089	(581,7%)	2.212	1.056	1.156	109,5%
Diferencia de cambio	15.190	(29.525)	44.715	(151,5%)	5.565	(25.832)	31.397	(121,5%)
Total Resultado Financiero	(42.445)	(46.482)	4.037	(8,7%)	3.199	(16.446)	19.645	(119,5%)
Sociedades contabilizadas por método de participación	3.220	2.495	725	29,1%	2.735	1.161	1.574	135,6%
Otras inversiones	10.137	94	10.043	n/a	10.032	-	10.032	100,0%
Ventas de Activos	30	9.384	(9.354)	(99,7%)	-	9.384	(9.384)	(100,0%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	13.387	11.973	1.414	11,8%	12.767	10.545	2.222	21,1%
Resultado Antes de Impuesto	129.470	(271.117)	400.587	(147,8%)	54.732	148.131	(93.399)	(63,1%)
Impuesto sobre Sociedades	(5.812)	122.434	(128.246)	(104,8%)	(726)	(1.595)	869	(54,5%)
Resultado del Ejercicio	123.658	(148.683)	272.341	(183,2%)	54.006	146.536	(92.530)	(63,1%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	115.941	(155.087)	271.028	(174,8%)	51.453	144.334	(92.881)	(64,4%)
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	7.717	6.404	1.313	20,5%	2.553	2.202	351	15,9%

Resultado Financiero:

Al 31 de diciembre de 2021 el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 42.445 millones, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 4.037 millones respecto al ejercicio anterior, explicado principalmente por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 4.443 millones, que se explican fundamentalmente por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 8.045 millones, por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 551 millones, menores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 573 millones, 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\$ 5.862 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por mayores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.089 millones y 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.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 40.324 millones, principalmente explicados (i) por mayores gastos financieros relacionados a la operación de Factoring de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía por Ch\$ 39.919 millones, asociados a la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados (“Ley de Estabilización Tarifaria”), (ii) mayores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 13.314 millones, (iii) por mayores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria con empresas relacionadas por Ch\$ 2.442 millones, (iv) por mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.856 millones, compensado por (v) una mayor capitalización de intereses asociado al proyecto Los Cóndores por Ch\$ 17.025 millones y (vi) por menores intereses asociados a bonos por Ch\$ 135 millones.

Durante el 4T de 2021, los gastos financieros aumentaron en Ch\$ 18.770 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por (i) una menor capitalización de intereses asociado al proyecto Los Cóndores por Ch\$ 10.615 millones, por mayores intereses asociados a bonos por Ch\$ 1.744 millones, (ii) por mayores gastos financieros por operaciones de Factoring por Ch\$ 2.972 millones asociados a la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, (iii) por mayores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria con empresas relacionadas por Ch\$ 2.442 millones, (iv) por mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A por Ch\$ 1.766 millones, (v) por mayores gastos y comisiones bancarias por Ch\$ 1.110 millones, compensado por menores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 1.956 millones.

Mayor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 4.089 millones, explicados principalmente por una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 2.429 millones, una mayor utilidad en otros pasivos financieros por Ch\$ 1.583 millones y por menores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee el Grupo en Argentina y cuyo efecto fue una utilidad por Ch\$ 77 millones.

Durante el 4T de 2021, el resultado por unidades de reajustes tuvo una utilidad de Ch\$ 1.156 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 1.177 millones. compensado por una mayor pérdida por reajuste producto de la aplicación de la hiperinflación (NIC 29) por Ch\$ 135 millones.

Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 44.715 millones, explicada principalmente por: (i) una mayor diferencia de cambio positiva generada en cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 54.485 millones que incluyen un efecto por Ch\$ 50.193 millones generadas 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 por una diferencia de cambio positiva por Ch\$ 3.847 millones que corresponde a factorización de clientes; compensado por (ii) una mayor diferencia de cambio negativa generados en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 1.856 millones, (iii) menor diferencia de cambio positiva por contratos derivados por Ch\$ 5.482 millones, (iv) por una menor diferencia de cambio positiva en otros activos financieros por Ch\$ 4.799 millones, y (v) por una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 1.345 millones.

Durante el 4T de 2021, hubo una mayor utilidad por diferencia de cambio por Ch\$ 31.397 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente una mayor diferencia de cambio positiva por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 37.887 millones que incluyen un efecto por Ch\$ 37.536 generadas por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria, compensado por (i) una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 821 millones; (ii) una menor diferencia de cambio positiva generados en cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 3.263 millones, y (iii) una mayor diferencia de cambio negativa por contratos derivados Ch\$ 3.830 millones.

Otros resultados distintos de la Operación:

Sociedades contabilizadas por método de participación

El **resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación** presentó una variación positiva por Ch\$ 725 millones, que corresponde principalmente a una mayor utilidad de nuestras asociadas GNL Chile S.A. por Ch\$ 2.494 millones, compensado en parte por una pérdida en la Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 1.645 millones.

Durante el 4T, el **resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación** presentó una variación positiva por Ch\$ 1.574 millones, que corresponde principalmente a una mayor utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A. por Ch\$ 3.019 millones, compensado en parte por una pérdida en la Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 1.381 millones.

Otras inversiones

El resultado en **Otras inversiones** aumentó en Ch\$ 10.043 millones, explicado fundamentalmente por la venta de nuestra participación sobre el Control Conjunto Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 9.969 millones.

La variación del 4T de 2021, se explica por lo indicado en el párrafo anterior.

Venta de activos

El resultado en **Venta de activos** disminuyó en Ch\$ 9.354 millones, explicado fundamentalmente por la venta de la línea de transmisión Quintero-San Luis por Ch\$ 9.384 millones en diciembre de 2020.

La variación del 4T de 2021, se explica por lo indicado en el párrafo anterior.

Impuesto sobre Sociedades:

El Impuesto a las ganancias sobre sociedades ascendió a Ch\$ 5.812 millones de gasto al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un menor ingreso de Ch\$ 128.246 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) un menor ingreso por impuesto producto del deterioro de la Central de Carbón Bocamina II en el año 2020 y 2021 de Ch\$ 180.104 millones, (ii) un menor ingreso por impuestos por Ch\$ 33.700 millones, producto del Goodwill asignado en el año 2020 a los activos fijos generados en la fusión de Gas Atacama Chile en Enel Generación Chile, (iii) un menor ingreso por impuesto ejercicio año anterior de Ch\$ 4.075, compensado por (iv) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 77.608 millones, producto de un menor resultado operacional en el año 2021 y (v) un mayor ingreso por impuesto en el año 2021 de Ch\$ 19.582 millones por efectos de corrección monetaria.

Durante el 4T de 2021, los Impuestos Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 726 millones de gasto, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 869 millones, respecto a igual período del año anterior.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	546.173	465.808	80.365	17,3%
Activos No Corrientes	2.755.711	2.625.153	130.558	5,0%
Total Activos	3.301.884	3.090.961	210.923	6,8%

Los **Activos Totales** de la compañía, presentan a diciembre de 2021 un aumento de **Ch\$ 210.923 millones** respecto de diciembre de 2020, que se debe principalmente a:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 80.365 millones** al 31 de diciembre de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 36.474 millones**, explicado principalmente por un mayor IVA crédito fiscal por Ch\$ 20.377 millones y por un incremento de Ch\$ 15.971 millones por concepto de seguros.
- **Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes por Ch\$ 27.677 millones**, principalmente por un aumento en la cuenta por cobrar a clientes comerciales por Ch\$ 47.797 millones, compensado en parte por un menor saldo por anticipos a proveedores por Ch\$ 14.612 millones y por una disminución en cuentas por cobrar a compañías de seguros por Ch\$ 5.360 millones.
- **Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 6.430 millones**, principalmente por una mayor cuenta por cobrar por concepto de venta de energía a Enel Distribución Chile S.A. por Ch\$ 9.005 millones, una mayor cuenta por cobrar por concepto de servicios profesionales a Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 1.745 millones, una mayor cuenta por cobrar por concepto de servicios profesionales a Enel Global Thermal Generation S.R.L. por Ch\$ 1.224 millones, compensado parcialmente por una menor cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por concepto de anticipos y dividendos por Ch\$ 5.007 millones.
- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 9.380 millones**, explicado por un incremento en los impuestos por recuperar AT 2022 por Ch\$ 27.350 millones, compensado por menores pagos previsionales mensuales del periodo por Ch\$ 17.989 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 130.558 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento en Otros activos financieros no corrientes por Ch\$ 17.328 millones**, correspondiente a instrumentos de derivados de cobertura y no cobertura.
- **Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 6.558 millones** por una mayor cuenta por cobrar por efecto de la publicación de la Ley de Estabilización Tarifaria con Enel Distribución Chile por Ch\$ 48.569 millones, compensado por una menor cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por concepto de anticipos por compra de gas por Ch\$ 42.011 millones.
- **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 117.726 millones**, principalmente por un aumento de las obras en curso por Ch\$ 209.505 millones, compensado en parte por la depreciación del ejercicio por Ch\$ 66.926 millones y por una pérdida por deterioro de Ch\$ 28.773 millones.
- **Aumento en Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 55.728 millones**, principalmente por pérdidas tributarias por Ch\$ 34.272 millones y activo fijo por Ch\$ 22.049 millones.
- **Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 59.487 millones**, explicado fundamentalmente por la operación de Factoring por Ch\$ 142.666 millones de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía, asociadas a la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados (“Ley de Estabilización Tarifaria”), compensado por el reconocimiento del periodo de las tarifas pendientes de aplicar por Ch\$ 83.179 millones.
- **Disminución en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch\$ 3.457 millones**, dado principalmente por la disminución de Ch\$ 7.451 millones en Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada por concepto dividendos y venta de la compañía, compensado en parte por el aumento de Ch\$ 3.977 millones en GNL Chile S.A. por utilidad del ejercicio y pago de dividendos.
- **Disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 4.230 millones**, principalmente por amortización de programas informáticos por Ch\$ 4.160 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	508.122	347.895	160.227	46,1%
Pasivo No corriente	1.283.154	1.003.735	279.419	27,8%
Patrimonio Total	1.510.608	1.739.331	(228.723)	(13,2%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	1.499.913	1.729.218	(229.305)	(13,3%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	10.695	10.113	582	5,8%
Total Patrimonio y Pasivos	3.301.884	3.090.961	210.923	6,8%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 31 de diciembre de 2021, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 210.923 millones** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2020.

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 160.227 millones** y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento en Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 7.022 millones**, principalmente explicada por un aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 3.077 millones, reajuste de bonos en U.F. por Ch\$ 2.146 millones, devengo de intereses de deudas en bonos por Ch\$ 47.519 millones, compensado en parte por el pago de intereses deuda en bonos por Ch\$ 45.720 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 116.516 millones**, principalmente por una mayor cuenta por pagar a acreedores de bienes y servicios e inmovilizado por Ch\$ 34.765 millones, una mayor deuda con proveedores de compra de energía y combustibles por Ch\$ 79.916 millones, un mayor dividendo por pagar a terceros por Ch\$ 948 millones y mayores otras cuentas por pagar varias por Ch\$ 1.835 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 94.418 millones**, principalmente por una mayor cuenta por pagar a Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 17.054 millones por compra de energía, un mayor saldo por pagar con Enel Chile S.A. por Ch\$ 32.538 millones por concepto de dividendos, una mayor cuenta por pagar a Enel Global Trading SpA por Ch\$ 36.426 millones, correspondiente a derivados de commodities y servicios profesionales y un mayor saldo por pagar a Enel Global Thermal Generation S.R.L. por Ch\$ 5.978 millones por servicios recibidos.
- **Aumento de Otras provisiones corrientes por Ch\$ 14.787 millones**, principalmente por un aumento en provisión de desmantelamiento por Ch\$ 13.375 millones.

- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 63.286 millones**, por concepto de impuesto a la renta.
- **Disminución en Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 9.903 millones**, principalmente explicada por un menor IVA débito fiscal.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 279.419 millones** al 31 de diciembre de 2021, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 149.064 millones**, principalmente explicado por un aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 69.845 millones y un aumento en deuda en bonos por Ch\$ 79.219 millones, debido a una mayor diferencia de cambio por Ch\$ 95.902 millones y por reajuste de bonos en U.F. por Ch\$ 15.980 millones, amortización de gastos por formalización de deuda por Ch\$ 1.074 millones, compensado por pago de bonos por Ch\$ 33.737 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 152.044 millones**, correspondiente a un crédito estructurado con Enel Chile S.A.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 12.718 millones**, principalmente por una disminución en la provisión de desmantelamiento por Ch\$ 13.574 millones.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 5.382 millones**, producto principalmente del pago de beneficios por el Programa de Retiro Voluntario.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 1.510.608 millones al 31 de diciembre de 2021.

El Patrimonio atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile fue de Ch\$ 1.499.913 millones, presentando una disminución de Ch\$ 229.305 millones, que se explica principalmente por el pago de dividendos por Ch\$ 211.957 millones, por pérdida en resultados integrales de Ch\$ 129.320 millones, compensado por el resultado positivo del periodo por Ch\$ 115.941 millones.

El Patrimonio atribuible a las participaciones no controladoras fue de Ch\$ 10.695 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 582 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, explicado por el resultado positivo del periodo por Ch\$ 7.717 millones, compensado por el pago de dividendos por Ch\$ 7.135 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	dic-21	dic-20	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,07	1,34	(0,27)	(20,2%)
	Razón Ácida (2)	Veces	1,02	1,30	(0,28)	(21,5%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	38.051	117.913	(79.862)	(67,7%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,19	0,78	0,41	52,6%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	28,4%	25,7%	2,6%	10,2%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	71,6%	74,3%	(2,6%)	(3,5%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,19	9,35	(4,16)	(44,5%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	8,3%	(15,9%)	24,2%	(152,5%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	7,2%	(8,4%)	15,6%	(185,5%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	3,9%	(4,5%)	8,4%	(186,0%)

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de junio y

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

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

- > **La liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó 1,07 veces, presentando una disminución de 20,2% respecto a diciembre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a un aumento en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.
- > **La razón ácida** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó 1,02 veces, presentando una disminución 21,5% con respecto al 31 de diciembre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a un aumento en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y a un mayor saldo de inventarios.
- > **El capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2021 fue de Ch\$ 38.051 millones, presentando una disminución de Ch\$ 79.862 millones respecto a diciembre de 2020, principalmente a un aumento en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 1,19 veces, lo que indica que Enel Generación Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,19 veces para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021.
- > **La cobertura de costos financieros** al 31 de diciembre de 2021 fue de 5,19 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA generado en el período 2021. Este índice presentó una disminución explicada por un menor EBITDA en el ejercicio 2021 respecto del 2020.

- > **El índice de rentabilidad** es medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación, el cual aumentó con respecto al ejercicio anterior, alcanzando un 8,3% al 31 de diciembre de 2021, producto del mayor EBIT obtenido en el presente ejercicio. Aislado el efecto de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el deterioro de Bocamina II, el índice habría alcanzado un 12,7% (32,6% positivo al 31 de diciembre de 2020).
- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 7,2% positivo al ejercicio terminado al 31 diciembre de 2021, lo que representa un aumento importante respecto al ejercicio anterior que alcanzó un 8,4% negativo. Aislado los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el deterioro de Bocamina II, el índice de rentabilidad del patrimonio habría alcanzado un 10,7% positivo (17,7% positivo al 31 de diciembre de 2020).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de un 3,9% positivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021. Aislado los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el deterioro de Bocamina II, el índice de rentabilidad de los activos habría alcanzado un 5,7% positivo (10,4% positivo al 31 de diciembre de 2020).

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 3.295 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 5.311 millones con respecto al ejercicio anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este aumento 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	242.935	361.758	(118.823)	(32,9%)
Flujo de Inversión	(122.462)	(33.358)	(89.104)	n/a
Flujo de Financiamiento	(123.768)	(337.006)	213.238	(63,3%)
Flujo neto del ejercicio	(3.295)	(8.606)	5.311	(61,7%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 242.935 millones, lo que representa una disminución de un 32,9% respecto de diciembre de 2020. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 2.410.392 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.947.916 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 43.642 millones, pago por primas de seguros por Ch\$ 19.323 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 92.262 millones y otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 70.655 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 122.462 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipos por Ch\$ 156.729 millones y por compras de activos intangibles por Ch\$ 5.007 millones, compensado en parte por venta de líneas de transmisión Quintero San Luis por Ch\$ 20.686 millones, venta de la compañía Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada por Ch\$ 11.787 millones y dividendos recibidos por Ch\$ 6.387 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 123.768 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por Ch\$ 184.059 millones, intereses pagados por Ch\$ 56.618 millones y pago de préstamos por bonos por Ch\$ 33.737 millones, compensado por un préstamo estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 152.849 millones.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	dic-21	dic-20	dic-21	dic-20
Enel Generación Chile	156.130	139.627	60.504	74.180
Pehuenche	599	335	7.343	7.323
Total Consolidado	156.729	139.962	67.847	81.503

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL GENERACION CHILE

Las empresas del Grupo Enel Generación Chile siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel de Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplicarán en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Generación 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 Generación 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 Generación 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.

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

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

Posición bruta:

	dic-21	dic-20
Tasa interés fijo y/o protegida	100%	100%

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, se contempla 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 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 Generación 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 realiza 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 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, éstas 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 política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 18 y 21.2.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de Ch\$ 3.798 millones en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Generación Chile presentó una liquidez de Ch\$ 4.659 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el 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.

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.

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 Generación 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 periodo (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\$ 123.771 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 Generación Chile.

Respecto a los bonos Yankee su pago anticipado obligatorio podría darse como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Generación Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas. En el caso de los bonos Yankee emitidos en el año 1997, su pago anticipado se produciría en caso de que el monto de capital no pagado y en mora de otra deuda exceda los US\$30 millones, o su equivalente en otras monedas. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Por último, en el caso de los bonos locales de Enel Generación Chile, el pago anticipado de estas deudas se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir, de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. El cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda los US\$50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas.

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

III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO 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 deprecia 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 (menor valor de inversiones o fondos de comercio) 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 filial 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.b de los Estados Financieros).

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 ejercicio.

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 N°3 de los Estados Financieros.