

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE
ENEL GENERACIÓN CHILE
al 30 de septiembre 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\$ 64.488 millones a septiembre de 2021, comparado con una pérdida de Ch\$ 299.421 millones registrada en el mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por el registro de mayores pérdidas por deterioro en septiembre de 2020 por Ch\$ 688.331 millones asociadas a la desconexión de la unidad generadora a carbón Bocamina II. Durante el 3T 2021, el resultado neto registró una pérdida de Ch\$ 3.934 millones, lo que representa una reducción de Ch\$ 100.350 millones respecto al 3T 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 60,9% al llegar a Ch\$ 86.131 millones a septiembre de 2021 respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 220.323 millones a septiembre de 2020. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto disminuyó un 97,8% al totalizar Ch\$ 2.184 millones en el 3T 2021, debido principalmente a los mayores costos operacionales.
- La generación de energía neta totalizó 11.358 GWh a septiembre de 2021, un 1,9% inferior (-222 GWh) respecto a igual período del año anterior, en tanto que durante el 3T 2021, la generación neta fue de 3.759 GWh, con una baja de 9,4% (-388 GWh) respecto al 3T 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 20.219 GWh a septiembre de 2021, con un crecimiento de 25,5% (+4.109 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 3T de 2021, las ventas físicas aumentaron un 36,6% (+1.984 GWh) al totalizar 7.410 GWh, como consecuencia de las mayores ventas a clientes libres.

- En línea con el punto anterior, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 1.377.992 millones, lo que representa un incremento de 22,9% respecto a septiembre de 2020, en tanto que durante el 3T 2021, los ingresos operacionales crecieron un 46,7% llegando a Ch\$ 543.262 millones. Estas variaciones fueron resultado principalmente de las mayores ventas físicas de energía y de una mayor comercialización de gas durante el último trimestre.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios llegaron a Ch\$ 1.106.436 millones a septiembre de 2021, equivalente a un alza de 69,5%, producto de mayores costos por compras de energía, mayor consumo de combustibles y mayores costos de aprovisionamientos y servicios. Lo anterior se debió al fuerte incremento de los costos operacionales durante el 3T 2021, con un aumento de 187,0% para llegar a un total de Ch\$ 515.774 millones, debido principalmente al mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio, unido además a un mayor consumo de combustibles debido al mix de generación menos eficiente por la escasa hidrología y a un mayor costo de comercialización de gas.
- El gasto de personal registró un alza de 19,9%, alcanzando los Ch\$ 39.243 millones, producto de los mayores gastos registrados principalmente en el 2T 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo. Durante el 3T 2021, el gasto de personal disminuyó un 8,5% respecto al 3T 2020 al totalizar Ch\$ 10.693 millones.
- Como resultado de los factores antes señalados, el EBITDA de la Compañía registró un valor de Ch\$ 173.418 millones, con una disminución de 53,5% en relación a septiembre de 2020. Al aislar los efectos extraordinarios señalados previamente, el EBITDA de Enel Generación Chile se redujo un 47,9% al llegar a Ch\$ 203.066 millones. Durante el 3T 2021, el EBITDA disminuyó un 101,3% al alcanzar una pérdida de Ch\$ 2.007 millones. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA se redujo un 96,0% al totalizar Ch\$ 6.374 millones.
- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 30.036 millones a septiembre de 2020 a uno por Ch\$ 45.644 millones a septiembre de 2021, explicado en gran parte por mayores gastos financieros. Sin embargo, durante el 3T 2021, el resultado financiero registró una utilidad por Ch\$ 9.097 millones, lo que equivale a un incremento por Ch\$ 19.829 millones respecto al 3T 2020, producto de menores gastos financieros y una utilidad generada por diferencias de cambio.
- Enel Generación Chile logró una distinción en la sexta versión del Informe Reporta Chile en base al principio de “Compromiso” que reconoce su estrategia de descarbonización, reconocimiento que se suma al primer lugar obtenido por su matriz Enel Chile.

RESUMEN FINANCIERO

- > La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 44 millones con respecto a septiembre 2020, registrando un valor de US\$ 1.089 millones a septiembre de 2021.
 - > El costo promedio de la deuda aumentó a un 6,8% a septiembre 2021 desde un 6,6% registrado en el mismo periodo del año anterior.
 - > La caja y caja equivalente disponible de la Compañía registró un valor US\$ 8 millones a septiembre de 2021.
-

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 30 de septiembre 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 2.453 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			sept-21	sept-20
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %		
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	20.219	16.110	25,5%	7.410	5.425	36,6%	36,2%	30,1%

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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a Enel Generación Chile al cierre de septiembre de 2021 fue una utilidad de Ch\$ 64.488 millones, comparado con los Ch\$ 299.421 millones de pérdida registrados en el período anterior. Respecto a los resultados del 3T 2021, la utilidad neta atribuible a Enel Generación Chile ascendió a una pérdida por Ch\$ 3.934 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 100.350 millones respecto al 3T de 2020.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	sept-21	sept-20	Variación	Var %
Ingresos	1.377.992	1.121.409	256.583	22,9%	543.262	370.447	172.815	46,7%
Ingresos ordinarios	1.358.859	1.100.010	258.849	23,5%	532.931	366.395	166.536	45,5%
Otros ingresos de explotación	19.133	21.399	(2.266)	(10,6%)	10.331	4.052	6.279	155,0%
Aprovisionamientos y Servicios	(1.106.436)	(652.819)	(453.617)	69,5%	(515.774)	(179.731)	(336.043)	187,0%
Compras de energía	(606.564)	(294.985)	(311.579)	105,6%	(275.456)	(83.627)	(191.829)	n/a
Consumo de combustible	(250.632)	(193.691)	(56.941)	29,4%	(126.399)	(56.306)	(70.093)	124,5%
Gastos de transporte	(118.600)	(87.628)	(30.972)	35,3%	(48.035)	(26.749)	(21.286)	79,6%
Otros provisionamientos y servicios	(130.640)	(76.515)	(54.125)	70,7%	(65.884)	(13.049)	(52.835)	n/a
Margen de Contribución	271.556	468.590	(197.034)	(42,1%)	27.488	190.716	(163.228)	(85,6%)
Trabajos para el inmovilizado	2.171	3.287	(1.116)	(34,0%)	789	1.189	(400)	(33,6%)
Gastos de personal	(41.414)	(36.010)	(5.404)	15,0%	(11.482)	(12.871)	1.389	(10,8%)
Otros gastos por naturaleza	(58.895)	(62.657)	3.762	(6,0%)	(18.802)	(22.418)	3.616	(16,1%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	173.418	373.210	(199.792)	(53,5%)	(2.007)	156.616	(158.623)	(101,3%)
Depreciación y amortización	(53.732)	(67.856)	14.124	(20,8%)	(18.016)	(17.502)	(514)	2,9%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	-	(695.826)	695.826	(100,0%)	-	-	-	-
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	76	(168)	244	(145,2%)	5	(40)	45	n/a
Resultado de Explotación (EBIT)	119.762	(390.640)	510.402	(130,7%)	(20.018)	139.074	(159.092)	(114,4%)
Resultado Financiero	(45.644)	(30.036)	(15.608)	52,0%	9.097	(10.732)	19.829	(184,8%)
Ingresos financieros	2.970	13.275	(10.305)	(77,6%)	805	9.873	(9.068)	(91,9%)
Gastos financieros	(59.413)	(37.859)	(21.554)	56,9%	(5.600)	(10.591)	4.991	(47,1%)
Resultados por unidades de reajuste	1.174	(1.759)	2.933	(166,7%)	1.014	52	962	n/a
Diferencia de cambio	9.625	(3.693)	13.318	n/a	12.878	(10.066)	22.944	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	620	1.428	(808)	(56,6%)	277	2.482	(2.205)	(88,8%)
Sociedades contabilizadas por método de participación	485	1.334	(849)	(63,6%)	142	2.482	(2.340)	(94,3%)
Otras inversiones	105	94	11	11,7%	105	-	105	100,0%
Ventas de Activos	30	-	30	n/a	30	-	30	100,0%
Resultado Antes de Impuestos	74.738	(419.248)	493.986	(117,8%)	(10.644)	130.824	(141.468)	(108,1%)
Impuesto sobre sociedades	(5.086)	124.029	(129.115)	(104,1%)	8.358	(32.740)	41.098	(125,5%)
Resultado del Período	69.652	(295.219)	364.871	(123,6%)	(2.286)	98.084	(100.370)	(102,3%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	64.488	(299.421)	363.909	(121,5%)	(3.934)	96.416	(100.350)	(104,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	5.164	4.202	962	22,9%	1.648	1.668	(20)	(1,2%)
(Pérdida) Utilidad por acción \$ (*)	7,86	(36,51)	44,37	(121,5%)	(0,48)	11,76	(12,24)	(104,1%)

(*) Al 30 de septiembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 8.201.754.580

Resultado de Explotación:

Al 30 de septiembre de 2021, el EBITDA de la compañía disminuyó en Ch\$ 199.792 millones y totalizó una utilidad de Ch\$ 173.418 millones, en tanto que el resultado de explotación aumentó en Ch\$ 510.402 millones a septiembre de 2021, totalizando una utilidad por Ch\$ 119.762 millones.

Los ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.377.992 millones, reflejando un aumento de Ch\$ 256.583 millones, equivalente a un 22,9% comparado con el periodo anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- Mayores **ventas de energía** por Ch\$ 169.497 millones, debido a (i) mayores ventas físicas por Ch\$ 217.160 millones, correspondientes a +4.109 GWh, explicado por mayores ventas a clientes libres (+4.402 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, mayor venta física en el mercado spot (+275 GWh), compensado por menores ventas físicas a clientes regulados (-568 GWh), (ii) mayores ingresos por servicios complementarios por Ch\$ 14.561 millones relacionados con la seguridad y calidad del servicio. Lo anterior, fue compensado parcialmente por (iii) un efecto negativo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 57.440 millones, producto de la apreciación de la moneda local respecto al precio promedio del dólar estadounidense en el periodo y (iv) menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 4.784 millones.
- Mayores **otras ventas** por Ch\$ 91.713 millones, debido principalmente a un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 91.595 millones.

Lo anterior se compensa parcialmente por:

- Menores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 2.266 millones, explicado por un menor ingreso por seguros por Ch\$ 7.798 millones, menores ingresos por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 3.139 millones, compensado por mayores ingresos por derivados de commodities por Ch\$ 8.149 millones y otros servicios por Ch\$ 522 millones.

En lo que respecta al 3T de 2021, los ingresos de explotación alcanzaron los Ch\$ 543.262 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 172.815 millones (o un 46,7%) respecto al mismo trimestre del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 370.447 millones. La variación se debe principalmente a:

- Mayores **ventas de energía** por Ch\$ 112.690 millones, por mayores ventas físicas por Ch\$ 103.208 millones (equivalentes a +1.984 GWh) y mayores ingresos por servicios complementarios por Ch\$ 377 millones, un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 11.550 millones, compensado por menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 2.445 millones.
- Mayores **otras ventas** por Ch\$ 55.230 millones, debido a un mayor ingreso por venta de gas.
- Mayores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 6.279 millones, explicado principalmente por mayores ingresos por derivados de commodities por Ch\$ 6.177 millones.

Los costos por aprovisionamientos y servicios aumentaron en Ch\$ 453.617 millones, equivalente a un 69,5%, que se explican por:

- Mayores **compras de energía** por Ch\$ 311.579 millones, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física a otras generadoras (+2.770 GWh) y en el mercado spot (+1.560 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\$ 56.941 millones, explicado principalmente por: (i) un mayor consumo de gas por Ch\$ 76.664 millones, (ii) mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 15.230 millones, (iii) pérdidas por deterioros en inventarios de carbón por Ch\$ 6.533 millones y diésel por Ch\$ 202 millones, ambos relacionados con la discontinuidad de la unidad generadora a carbón Bocamina II, deteriorada en el primer semestre de 2020. Lo anterior, parcialmente compensado por (iv) un menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 41.029 millones.
- Los **gastos de transporte** aumentaron en Ch\$ 30.972 millones, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 37.476 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\$ 9.051 millones (iii) mayor costo por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente al aumento de los costos marginales por Ch\$ 23.529

millones, compensado por un menor gasto en transporte de gas por Ch\$ 3.144 millones y un menor gasto de regasificación por Ch\$ 3.360 millones.

- Mayores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 54.125 millones, principalmente por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 78.561 millones, compensado por un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 4.095 millones, un menor costo por derivados de cobertura de commodities por Ch\$ 15.481 millones, un menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 3.329 millones y menor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 1.531 millones (agua, químicos, etc.).

Para el 3T de 2021, los costos por aprovisionamientos y servicios totalizaron Ch\$ 515.774 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 336.043 millones, equivalente a un 187,0%, respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 179.731 millones. La variación se explica principalmente por:

- Mayores **compras de energía** por Ch\$ 191.829 millones, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física a otras generadoras (+1.226 GWh) y en el mercado spot (+1.146 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\$ 70.093 millones, principalmente por (i) mayor consumo de gas por Ch\$ 75.892 millones, (ii) mayor consumo de petróleo por Ch\$ 11.970 millones, (iii) mayor consumo de carbón por Ch\$ 7.068 millones, (iv) pérdidas por deterioros en inventarios de carbón por Ch\$ 3.942 millones, compensado en parte por (v) un menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 28.807 millones.
- Los **gastos de transporte** aumentaron en Ch\$ 21.286 millones, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 18.378 millones y por un mayor costo de regasificación por Ch\$ 3.014 millones.
- Mayores **costos de otros aprovisionamientos** por Ch\$ 52.835 millones, principalmente por (i) un mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 48.758 millones, (ii) un mayor costo por derivados de cobertura de commodities por Ch\$ 1.297 millones, (iii) un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 1.838 millones y por (iv) un mayor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 942 millones (agua, químicos, etc.).

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los Ch\$ 39.243 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$ 6.520 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 Cóndores por Ch\$ 1.116 millones, compensado por un menor gasto neto por otros beneficios por Ch\$ 597 millones.

Durante el 3T de 2021, los gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) no presentaron una variación relevante.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en Ch\$ 3.762 millones, principalmente por un menor costo por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.736 millones, menor costo de seguros contratados por Ch\$ 837 millones, menor costo por servicios externalizados por Ch\$ 837 millones, menor costo por donaciones por Ch\$ 754 millones, compensado en parte por un mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 2.852 millones y un mayor costo por servicios profesionales por Ch\$ 358 millones.

Para el 3T de 2021, los otros gastos por naturaleza alcanzaron los Ch\$ 18.802 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 3.616 millones, equivalente a un 16,1%, respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 22.418 millones. La variación se explica principalmente por un menor costo por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.057 millones, un menor costo por servicios externalizados por Ch\$ 516 millones, compensado en parte por un mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 830 millones.

La **depreciación y amortización** disminuyó en Ch\$ 14.124 millones, que se explica principalmente por una menor depreciación de la unidad generadora a carbón Bocamina II deterioradas en el mes de junio de 2020 por Ch\$ 15.355 millones, producto del proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo.

Para el 3T de 2021, la **depreciación y amortización** alcanzaron los Ch\$ 18.016 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 514 millones, equivalente a un 2,9%, presentando una tendencia similar respecto al mismo trimestre del año anterior en donde se alcanzó los Ch\$ 17.502 millones.

Las **pérdidas por deterioro** disminuyeron en Ch\$ 695.826 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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



A continuación, se muestra los ingresos, costos y resultados de explotación en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

	Cifras Acumuladas (en millones de Ch\$)					
	sept-21			sept-20		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	1.357.567	(1.333.317)	24.250	1.103.240	(1.571.626)	(468.386)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	148.885	(53.373)	95.512	114.917	(37.171)	77.746
Ajustes de consolidación filiales	(128.460)	128.460	-	(96.748)	96.748	-
Total Consolidado ENEL GENERACION	1.377.992	(1.258.230)	119.762	1.121.409	(1.512.049)	(390.640)

	Cifras Trimestrales (en millones de Ch\$)					
	sept-21			sept-20		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	538.294	(588.765)	(50.471)	362.005	(253.657)	108.348
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	55.849	(25.396)	30.453	36.895	(6.169)	30.726
Ajustes de consolidación filiales	(50.881)	50.881	-	(28.453)	28.453	-
Total Consolidado ENEL GENERACION	543.262	(563.280)	(20.018)	370.447	(231.373)	139.074

La venta de energía de Enel Generación Chile y su subsidiaria, para los periodos terminados al 30 de septiembre 2021 y 2020, se muestran a continuación:

(en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	sept-21	sept-20	Variación	Var %
Cientes Regulados	565.184	603.361	(38.177)	(6,3%)	207.277	206.573	704	0,3%
Cientes no Regulados	627.794	447.940	179.854	40,2%	234.012	142.213	91.799	64,6%
Ventas de Mercado Spot	45.389	17.569	27.820	158,4%	28.715	8.528	20.187	236,7%
Total Venta de Energía	1.238.367	1.068.870	169.497	15,9%	470.004	357.314	112.689	31,5%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



Resultado No Operacional

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	%	sept-21	sept-20	Variación	%
Ingresos financieros	2.970	13.275	(10.305)	(77,6%)	805	9.873	(9.068)	(91,9%)
Gastos financieros	(59.413)	(37.859)	(21.554)	56,9%	(5.600)	(10.591)	4.991	(47,1%)
Resultados por unidades de reajuste	1.174	(1.759)	2.933	(166,7%)	1.014	52	962	n/a
Diferencia de cambio	9.625	(3.693)	13.318	n/a	12.878	(10.066)	22.944	n/a
Total Resultado Financiero	(45.644)	(30.036)	(15.608)	52,0%	9.097	(10.732)	19.829	(184,8%)
Sociedades contabilizadas por método de participación	485	1.334	(849)	(63,6%)	142	2.482	(2.340)	(94,3%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	620	1.428	(808)	(56,6%)	277	2.482	(2.205)	(88,8%)
Resultado Antes de Impuesto	74.738	(419.248)	493.986	(117,8%)	(10.644)	130.824	(141.468)	(108,1%)
Impuesto sobre Sociedades	(5.086)	124.029	(129.115)	(104,1%)	8.358	(32.740)	41.098	(125,5%)
Resultado del Ejercicio	69.652	(295.219)	364.871	(123,6%)	(2.286)	98.084	(100.370)	(102,3%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>64.488</i>	<i>(299.421)</i>	<i>363.909</i>	<i>(121,5%)</i>	<i>(3.934)</i>	<i>96.416</i>	<i>(100.350)</i>	<i>(104,1%)</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>5.164</i>	<i>4.202</i>	<i>962</i>	<i>22,9%</i>	<i>1.648</i>	<i>1.668</i>	<i>(20)</i>	<i>(1,2%)</i>

Resultado Financiero:

Al 30 de septiembre de 2021 el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 45.644 millones, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 15.608 millones respecto al ejercicio anterior, explicado principalmente por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 10.305 millones, que se explican fundamentalmente por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 9.134 millones, por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 511 millones, menores intereses generados por los fondos invertidos a través del Contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 665 millones.

Durante el 3T de 2021, los ingresos financieros disminuyeron en Ch\$ 9.068 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por menores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 8.966 millones, por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 176 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 21.554 millones, principalmente explicados por mayores gastos financieros relacionados a la operación de Factoring de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía por Ch\$ 36.948 millones, asociados a la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados ("Ley de Estabilización Tarifaria"), mayores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 13.314 millones y por mayores

costos financieros de acreedores comerciales por Ch\$ 812 millones, lo anterior compensado por una mayor capitalización de intereses asociado al proyecto Los Cóndores por Ch\$ 27.641 millones, por menores intereses asociados a bonos por Ch\$ 1.879 millones.

Durante el 3T de 2021, los gastos financieros disminuyeron en Ch\$ 4.991 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por una mayor capitalización de intereses asociado al proyecto Los Cóndores por Ch\$ 10.502 millones, por menores gastos financieros por operaciones de Factoring por Ch\$ 497 millones asociados a la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, lo anterior compensado por mayores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 1.704 millones, por mayores gastos y comisiones bancarias por Ch\$ 2.919 millones y por mayores intereses asociados a bonos por Ch\$ 1.385 millones.

Utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 2.933 millones, explicados principalmente por una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 1.204 millones, una mayor utilidad en otros pasivos financieros por Ch\$ 1.517 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\$ 212 millones.

Durante el 3T de 2021, el resultado por unidades de reajustes tuvo una utilidad de Ch\$ 962 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por una menor pérdida por reajuste producto de la aplicación de la hiperinflación (NIC 29) por Ch\$ 1.269 millones, compensado por una menor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 314 millones.

Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 13.318 millones, explicada principalmente por (i) una mayor diferencia de cambio positiva generada en cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 16.598 millones que incluyen un efecto por Ch\$ 12.657 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, (ii) por una menor diferencia de cambio negativa generada en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 561 millones. Lo anterior fue compensado por (iii) una menor diferencia de cambio positiva por contratos derivados por Ch\$ 1.652 millones, (iv) por una menor diferencia de cambio positiva en otros activos financieros por Ch\$ 1.536 millones, (v) por una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 524 millones.

Durante el 3T de 2021, hubo una mayor utilidad por diferencia de cambio por Ch\$ 22.944 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente una mayor diferencia de cambio positiva por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 23.268 millones que incluyen un efecto por Ch\$ 23.143 millones generadas por

la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria, por una mayor diferencia de cambio positiva del efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 5.037 millones. Lo anterior fue compensado por una mayor diferencia de cambio negativa por contratos derivados Ch\$ 4.410 millones y por una mayor diferencia de cambio negativa generados en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 924 millones.

Otros resultados distintos de la Operación:

El **resultado sobre sociedades contabilizadas por método de participación**, presentó una variación negativa por Ch\$ 849 millones, y que corresponde principalmente a una menor utilidad de nuestras asociadas GNL Chile S.A. por Ch\$ 525 millones y Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 264 millones.

Impuesto sobre Sociedades:

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** ascendió a **Ch\$ 5.086 millones** de gasto al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un menor ingreso de Ch\$ 129.115 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor ingreso por impuesto producto del deterioro de la Central de Carbón Bocamina II en el año 2020 de Ch\$ 187.873 millones, compensado por un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 50.065 millones, por efecto de menores resultados operacionales y un menor gasto de Ch\$ 10.643 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

Durante el 3T de 2021, los Impuestos Sobre Sociedades del Trimestre ascendió a Ch\$ 8.358 millones de utilidad, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 41.098 millones, respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por un menor gasto por impuestos de Ch\$ 38.196 millones, producto de menores resultados y un menor gasto de Ch\$ 4.700 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	507.634	465.808	41.826	9,0%
Activos No Corrientes	2.702.132	2.625.153	76.979	2,9%
Total Activos	3.209.766	3.090.961	118.805	3,8%

Los **Activos Totales** de la compañía, presentan a septiembre de 2021 un aumento de **Ch\$ 118.805 millones** respecto de diciembre de 2020, que se debe principalmente a:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 41.826 millones** al 30 de septiembre de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 29.895 millones**, explicado en gran medida por un mayor IVA crédito fiscal por Ch\$ 28.081 millones.
- **Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes por Ch\$ 8.185 millones**, principalmente por un aumento en la cuenta por cobrar a clientes comerciales por Ch\$ 27.020 millones, compensado en parte por un menor saldo por anticipos a proveedores por Ch\$ 12.591 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\$ 13.973 millones**, principalmente por una mayor cuenta por cobrar por concepto de venta de energía a Enel Distribución Chile S.A. por Ch\$ 6.286 millones, una mayor cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por concepto de anticipos por Ch\$ 37.741 millones, una mayor cuenta por cobrar por concepto de venta de energía a Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 15.610 millones, una mayor cuenta por cobrar por derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A. por Ch\$ 2.490 millones, compensado en parte por un menor saldo en fondos invertidos a través del contrato de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 48.907 millones.
- **Aumento en Inventarios por Ch\$ 5.726 millones**, por mayor stock de gas y petróleo por Ch\$ 3.450 millones y mayor stock de repuestos y otros insumos por Ch\$ 2.358 millones.

- **Disminución de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 16.373 millones**, explicado por la devolución de impuestos de GAT Chile renta Año Tributario 2020 por Ch\$ 23.085 millones, compensado por pagos previsionales mensuales del periodo por Ch\$ 6.876 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 76.979 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\$ 10.059 millones**, correspondiente a instrumentos de derivados de cobertura y no cobertura.
- **Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 32.326 millones**, por una mayor cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por concepto de anticipos por Ch\$ 6.895 millones y una mayor cuenta por cobrar por efecto de la publicación de la Ley de Estabilización Tarifaria con Enel Distribución Chile por Ch\$ 25.431 millones.
- **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 71.899 millones**, principalmente por un aumento de las obras en curso por Ch\$ 138.184 millones, compensado en parte por la depreciación del período por Ch\$ 49.945 millones y por una disminución en la provisión de desmantelamiento por Ch\$ 14.957 millones.
- **Aumento en Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 67.876 millones**, principalmente por pérdidas tributarias por Ch\$ 70.872 millones, compensado por un menor impuesto diferido por provisión de desmantelamiento por Ch\$ 4.036 millones.
- **Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 101.711 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\$ 40.950 millones.
- **Disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 4.363 millones**, principalmente por amortización de programas informáticos por Ch\$ 3.097 millones.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	598.454	347.895	250.559	72,0%
Pasivo No corriente	1.110.482	1.003.735	106.747	10,6%
Patrimonio Total	1.500.830	1.739.331	(238.501)	(13,7%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	1.490.712	1.729.218	(238.506)	(13,8%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	10.118	10.113	5	0,1%
Total Patrimonio y Pasivos	3.209.766	3.090.961	118.805	3,8%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2021, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 118.805 millones** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2020.

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 250.559 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento en Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 16.016 millones**, principalmente explicada por un aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 11.721 millones, reajuste de bonos en U.F. por Ch\$ 1.137 millones, devengo de intereses de deudas en bonos por Ch\$ 10.647 millones, compensado en parte por el pago de intereses deuda en bonos por Ch\$ 7.236 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 81.030 millones**, principalmente por una mayor cuenta por pagar a acreedores de bienes y servicios e inmovilizado por Ch\$ 62.074 millones, una mayor deuda con proveedores de compra de energía y combustibles por Ch\$ 19.207 millones, un mayor dividendo por pagar a terceros por Ch\$ 948 millones, compensado por menores otras cuentas por pagar varias por Ch\$ 1.199 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 227.879 millones**, principalmente por una mayor cuenta por pagar a Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 27.846 millones por compra de energía, mayor cuenta por pagar a GNL Chile S.A. por compra de gas por Ch\$ 89.189 millones, un mayor saldo por pagar con Enel Chile S.A. por Ch\$ 27.354 millones por concepto de servicios recibidos y contrato de Caja Centralizada, una mayor cuenta por pagar a Enel Global Trading SpA por Ch\$ 75.057 millones, correspondiente a derivados de commodities y compra de gas, un mayor saldo por pagar a Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 3.574 millones por concepto de peajes, mayor saldo por pagar a Enel Green Power SpA por Ch\$ 1.770 millones por servicios recibidos, mayor

saldo por pagar a Enel Global Trading SpA. por Ch\$ 1.822 millones por servicios recibidos y mayor saldo por pagar a Enel S.P.A. por Ch\$ 1.617 millones por servicios recibidos.

- **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\$ 11.606 millones**, principalmente explicada por un menor IVA débito fiscal.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 106.747 millones** al 30 septiembre de 2021, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 125.433 millones**, principalmente explicada por un aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 60.167 millones y un aumento en deuda en bonos por Ch\$ 65.266 millones, debido a una mayor diferencia de cambio por Ch\$ 72.389 millones y por reajuste de bonos en U.F. por Ch\$ 8.676 millones, amortización de gastos por formalización de deuda por Ch\$ 747 millones, compensado por pago de bonos por Ch\$ 16.546 millones.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 12.133 millones**, principalmente por una disminución en la provisión de desmantelamiento por Ch\$ 14.957 millones, compensado por mayores gastos netos por reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo por Ch\$ 2.824 millones.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 4.059 millones**, producto principalmente del pago de beneficios por el Programa de Retiro Voluntario.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 1.500.830 millones al 30 de septiembre de 2021.

El Patrimonio atribuible a los propietarios de Enel Generación Chile fue de Ch\$ 1.490.712 millones, presentando una disminución de Ch\$ 238.506 millones, que se explica principalmente por el pago de dividendos por Ch\$ 177.174 millones, por pérdida en resultados integrales de Ch\$ 121.230 millones, compensado por el resultado positivo del periodo por Ch\$ 64.488 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El Patrimonio atribuible a las participaciones no controladoras fue de Ch\$ 10.118 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 5 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, explicado por el resultado positivo del periodo por Ch\$ 5.164 millones, compensado por el pago de dividendos por Ch\$ 5.159 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-21	dic-20	sept-20	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,85	1,34	-	(0,49)	(36,6%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,82	1,30	-	(0,48)	(36,9%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(90.820)	117.913	-	(208.733)	(177,0%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,14	0,78	-	0,36	46,2%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	35,0%	25,7%	-	9,3%	36,1%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	65,0%	74,3%	-	(9,3%)	(12,5%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,57	-	8,62	(5,05)	(58,6%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	8,7%	-	(34,8%)	43,5%	(125,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	14,0%	-	(13,4%)	27,4%	n/a
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	7,0%	-	(7,0%)	14,0%	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 periodo 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 periodo y al fin del periodo

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

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2021 alcanzó 0,85 veces, presentando una disminución de 36,6% respecto a diciembre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a un aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **La razón ácida** al 30 de septiembre de 2021 alcanzó 0,82 veces, presentando una disminución 36,9% con respecto al 31 de diciembre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a un aumento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y a un mayor saldo de inventarios.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2021 fue de Ch\$ 90.820 millones negativo, presentando una disminución de Ch\$ 208.733 millones respecto a diciembre de 2020, principalmente por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **La razón de endeudamiento** se sitúa en 1,14 veces, lo que indica que Enel Generación Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,14 veces para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2021.

- > **La cobertura de costos financieros** al 30 de septiembre de 2021 fue de 3,57 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 importante explicado por un menor EBITDA en el periodo 2021 respecto al 2020.
- > **El índice de rentabilidad** es medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación, el cual aumentó con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 8,7% al 30 de septiembre de 2021, producto del mayor EBIT obtenido en el presente periodo. Aislado el efecto extraordinario relacionado con el deterioro de inventario de combustibles asociado a la discontinuidad de la Central Bocamina II, reconocido durante el presente periodo de 2021, este índice habría alcanzado un 10,8%.
- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 14,0% positivo al periodo terminado al 30 septiembre de 2021, lo que representa un aumento importante respecto al mismo período del 2020 que alcanzó un 13,4% negativo. Aislado los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el deterioro de nuestras centrales a carbón, el índice de rentabilidad del patrimonio habría alcanzado un 15,9% positivo (14,1% positivo al 30 de septiembre de 2020).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de un 7,0% positivo por el período terminado al 30 de septiembre de 2021. Aislado los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el deterioro de nuestras centrales a carbón, el índice de rentabilidad de los activos habría alcanzado un 8,0% positivo (8,0% positivo al 30 de septiembre de 2020).

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El Grupo Enel Generación Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 1.562 millones por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 11.273 millones con respecto al periodo 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\$)	sept-21	sept-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	268.043	286.341	(18.298)	(6,4%)
Flujo de Inversión	(56.611)	3.750	(60.361)	n/a
Flujo de Financiamiento	(209.870)	(299.802)	89.932	(30,0%)
Flujo neto del período	1.562	(9.711)	11.273	(116,1%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 268.043 millones, lo que representa una disminución de un 6,4% respecto de septiembre de 2020. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.790.427 millones, compensado en parte por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.331.156 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 29.506 millones, pago por primas de seguros por Ch\$ 19.258 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 81.115 millones y otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 63.665 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 56.611 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipos por Ch\$ 124.103 millones y por compras de activos intangibles por Ch\$ 3.784 millones, compensado en parte por fondos recibidos por Ch\$ 48.949 millones desde entidades relacionadas, los cuales habían sido invertidos mediante el Contrato de Caja Centralizada, venta de líneas de transmisión por Ch\$ 20.686 millones y dividendos recibidos por Ch\$ 999 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 209.870 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por Ch\$ 181.265 millones, intereses pagados por Ch\$ 35.779 millones y pago de préstamos por bonos por Ch\$ 16.546 millones.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE
 AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	sept-21	sept-20	sept-21	sept-20
Enel Generación Chile	123.591	114.697	45.129	60.111
Pehuenche	512	261	5.506	5.490
Total Consolidado	124.103	114.958	50.635	65.601

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:

	sept-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 tercer 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 30 de septiembre de 2021 había coberturas de Brent por 147 kBbl a liquidarse en 2021 y 926 kBbl a liquidarse en 2022, 185 kton de API2 a liquidarse en 2021, 3,6 TBtu de HH a liquidarse en 2021 y 0,8 TBtu 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 tercer 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 30 de septiembre de 2021, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de Ch\$ 6.598 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 corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

Frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro y en los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. 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 limitados. Sin embargo, para los clientes que cumplan con lo dispuesto en la Ley N°21.249 y en la Ley N°21.301 promulgadas en agosto de 2020 y en diciembre de 2020, respectivamente, con vigencia hasta mayo de 2021, queda suspendida la medida de corte de suministro.

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\$ 121.446 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 del endeudamiento financiero de Enel Generación Chile está sujeta 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 convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación 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.