



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2026

(Cifras expresadas en millones de dólares estadounidenses – US\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de US\$ 272 millones a junio de 2026, equivalente a un incremento de 10,7% respecto a junio de 2025, explicado principalmente por una mejora operacional registrada durante el período. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 110 millones durante el 2T 2026, equivalente a un aumento de US\$ 38 millones respecto al 2T 2025, debido en parte a un mejor resultado operacional unido a un menor gasto a nivel de resultado financiero.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 2.268 millones a junio de 2026, similar al nivel registrado a junio de 2025. Durante el 2T 2026, los ingresos operacionales se redujeron un 9,0% al totalizar US\$ 1.071 millones debido básicamente a menores ventas de energía y a una menor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de US\$ 1.378 millones a junio de 2026, equivalente a un 2,4% de reducción respecto a igual período del año anterior, explicada en gran medida por menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y un menor costo por consumo de combustible en el Segmento de Generación. Similar tendencia se registró durante el 2T 2026, con una reducción de 8,6% en los costos de aprovisionamientos y servicios al alcanzar los US\$ 696 millones, producto principalmente de menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios en el Segmento de Generación.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía aumentó un 3,9% al alcanzar un valor de US\$ 685 millones a junio de 2026. Durante el 2T 2026, el EBITDA registró un total de US\$ 262 millones, mostrando una disminución de 10,9% respecto al 2T 2025.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 84 millones a junio de 2025 a un gasto por US\$ 121 millones a junio de 2026, explicado fundamentalmente por una pérdida generada por diferencias de cambio. Durante el 2T 2026, el resultado financiero registró un menor gasto por US\$ 15 millones respecto al 2T 2025, al alcanzar un total de US\$ 43 millones producto principalmente de menores gastos financieros.
- El 1 de abril de 2026, Enel Chile, a través de su filial Enel Green Power Chile, inició la construcción del sistema de almacenamiento de energía en baterías Azabache BESS, en la Región de Antofagasta, proyecto que se integra a la central híbrida de energía renovable y que combinará tres tecnologías en un mismo sitio: solar, eólica y almacenamiento. El sistema contará con una potencia instalada de 94 MW y una

capacidad de almacenamiento de 372 MWh, donde 36 MW estarán disponibles en la Central Eólica Valle de los Vientos y 58 MW en la Central Fotovoltaica Azabache.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 5,0% al totalizar 10.898 GWh a junio de 2026 (-576 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico, el cual fue compensado en gran medida por una mayor producción solar y de ciclos combinados. Durante el 2T 2026, la generación neta se redujo un 7,5% (-441 GWh) al llegar a 5.451 GWh, reflejando en gran medida la menor hidrología respecto al 2T 2025.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 1,7% respecto a junio de 2025, al alcanzar 15.622 GWh (-273 GWh) a junio de 2026, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes libres. Del mismo modo, durante el 2T 2026, las ventas físicas disminuyeron un 1,3% (-102 GWh) al totalizar 7.745 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes libres.
- Los ingresos operacionales totalizaron US\$ 1.596 millones a junio de 2026, equivalente a US\$ 7 millones bajo el nivel del primer semestre de 2025. Análogamente, durante el 2T 2026, los ingresos operacionales disminuyeron un 12,4% con relación al 2T 2025 al alcanzar los US\$ 723 millones debido principalmente a las menores ventas de energía y la menor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 868 millones a junio de 2026, equivalente a una reducción de 3,7% respecto a junio de 2025, debido en gran medida a menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y un menor costo por consumo de combustible. Misma tendencia registraron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 2T 2026, con una reducción de 11,9% al totalizar US\$ 433 millones, debido en gran medida a los menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y por compras de energía.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación se incrementó un 6,0% respecto a junio de 2025 al registrar un valor total de US\$ 611 millones a junio de 2026. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US\$ 225 millones en el 2T 2026, con una disminución de 13,5% respecto al 2T 2025.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-26	jun-25	Var %	2T2026	2T2025	Var %
Total Ventas (GWh)	15.622	15.895	(1,7%)	7.745	7.847	(1,3%)
Total Generación (GWh)	10.898	11.474	(5,0%)	5.451	5.892	(7,5%)

Distribución y Redes

- Las ventas físicas aumentaron en 25 GWh, al pasar de 7.237 GWh a 7.261 GWh a junio de 2026. Misma tendencia se registró durante el 2T 2026 con ventas físicas que totalizaron 3.608 GWh equivalente a un alza de 0,9% (+31 GWh) respecto al 2T 2025, básicamente a nivel de clientes residenciales y peajes.
- El número de clientes creció un 1,5% al cierre de junio de 2026 al alcanzar un total de 2.208.595 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 6,2% en junio de 2025 a 6,6% en junio de 2026.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 2,3% respecto a junio de 2025 al registrar un valor de US\$ 893 millones debido principalmente a mayores ventas de energía y otras prestaciones de servicios. Durante el 2T 2026, los ingresos operacionales totalizaron US\$ 461 millones, un 5,0% sobre el nivel mostrado en el 2T 2025 como resultado de mayores ventas de energía y otros ingresos.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 741 millones a junio de 2026, equivalente a un 3,1% de alza con relación a junio de 2025, explicada principalmente por mayores gastos de transporte y compras de energía. Análogamente, durante el 2T 2026, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los US\$ 382 millones, equivalente a un aumento de 5,3% respecto al 2T 2025 debido en gran parte a las mayores compras de energía.
- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 80 millones a junio de 2026, US\$ 12 millones bajo el nivel registrado a junio de 2025. El EBITDA presentó similar tendencia en el 2T 2026 llegando a un total de US\$ 39 millones, equivalente a US\$ 3 millones bajo el nivel obtenido en el 2T 2025.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	jun-26	jun-25	Var %	2T2026	2T2025	Var %
Total Ventas (GWh)	7.261	7.237	0,3%	3.608	3.577	0,9%
Clientes	2.208.595	2.175.718	1,5%	2.208.595	2.175.718	1,5%



RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía disminuyó en US\$ 55 millones con respecto a diciembre de 2025, totalizando US\$ 3.785 millones a junio de 2026. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- La amortización de una cuota en junio de 2026 de un préstamo de Enel Finance International con Enel Chile por un total de US\$ 81 millones.
- El giro de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con CAF por un total de US\$ 50 millones.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 22 millones.
- La amortización de la primera cuota en junio de 2026 de un préstamo de Citibank con Enel Chile por un total de US\$ 12 millones.
- Un aumento de US\$ 10 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16).

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

- | | |
|---|---------------------|
| - Efectivo y equivalentes al efectivo | : US\$ 276 millones |
| - Líneas de crédito comprometidas disponibles | : US\$ 640 millones |

El costo promedio de la deuda se mantuvo en 4,9% en junio de 2026 con respecto a diciembre 2025.

Cobertura y protección:

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

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile establece que debe existir un equilibrio en el largo plazo entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, a la fecha, el Grupo Enel Chile cuenta con contratos cross currency swaps por un valor de US\$ 148 millones y forwards por US\$ 182 millones.

A fin de reducir la volatilidad de los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Chile mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda, para lo cual cuenta con contratos swaps de tasa de interés por US\$ 274 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

- > Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que creó un *Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas* (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, no pudiendo ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación producto de la aplicación de este mecanismo darían origen a una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en enero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 14 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la Resolución N°340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de saldos de manera cronológica, pagándose de los saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada sobre el total de saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

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

- > El día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un *Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios*. Esta Ley establece un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de energía eléctrica en el año 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. Las diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de 1.800 MMUSD, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal.

Este fondo se financiará a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh.

El fondo es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de US\$ 20 millones anuales desde 2023 hasta el final de su vigencia, el 31 de diciembre de 2032, además de los US\$ 15 millones aportados en 2022. Todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$ 1.350 millones indicado en la Ley 21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

Con fecha 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta N°86, que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472. Posteriormente, con fecha 9 de agosto de 2023, la CNE emitió la Resolución Exenta N°334, que modifica la Resolución Exenta N°86, estableciendo, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la mencionada Ley.

Durante el mes de febrero de 2024 se alcanzó el límite de US\$ 1.800 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N°21.472.

> El 30 de abril de 2024, se publicó la Ley N°21.667, que, entre otros aspectos, establece:

- Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente los costos reales del precio de la energía y potencia.
- Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
- Se aumenta el fondo MPC a US\$ 5.500 millones, de los cuales US\$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.
- Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagan el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio de nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagan el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio nudo promedio correspondiente al segundo semestre 2024 y a contar del decreto del primer semestre 2025 se adiciona el cargo MPC.

Con fecha 14 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°633, que corresponde a la aprobación del "Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2026", en adelante "ITP". Este documento,

entre otros aspectos, contemplaba una corrección de una inconsistencia metodológica de la CNE, relativa a la consideración del efecto inflacionario, al aplicar la variación del IPC y, conjuntamente, el empleo de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, todo ello a partir de la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°7T, de 2024, del Ministerio de Energía, y luego, en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo Promedio para suministros de electricidad, a que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Esta inconsistencia fue corregida en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo Promedio de noviembre de 2025 (ITD de noviembre 2025), correspondiente al primer semestre de 2026, que estableció el pago del total de la diferencia determinada en 6 cuotas iguales durante este período tarifario. El ITD de noviembre 2025, fue publicado en el Decreto Supremo N°24T, de enero 2026. Para el caso del Grupo Enel Chile, el importe total de la diferencia ascendió a ~US\$ 42 millones, importe que fue provisionado al cierre de 2025.

Cambio de moneda funcional y de moneda de presentación:

A contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera la Compañía.

Este cambio de moneda funcional se generó sustancialmente por el hecho de que, también con fecha 1 de enero de 2025, su subsidiaria Enel Generación Chile cambió su moneda funcional, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. Lo anterior, debido fundamentalmente a que, a contar de 2025, la principal fuente de ingresos de dicha subsidiaria tendrá su origen en el grupo de contratos de clientes libres, los que, considerando los ciclos de facturación y cobro, originan una exposición a la fluctuación de tipo de cambio sustancialmente menor en comparación al grupo de clientes regulados, los cuales requieren de un tiempo bastante mayor para finalizar el proceso de recaudación. El grupo de contratos de clientes regulados representó la principal fuente de ingresos de la Compañía hasta el ejercicio 2024.

De esta forma, considerando la relevancia del segmento de generación para el Grupo, la principal fuente de ingresos de Enel Chile, esto es, los dividendos provenientes de sus subsidiarias tendrán una base de determinación consistente en dólares de los Estados Unidos de América.

El cambio en la moneda de presentación en Enel Chile fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Para mayor información, dirigirse a la nota N°3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de marzo de 2026.



MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile (en adelante EGP Chile), cuenta con una potencia neta total de 8.884 MW al 30 de junio de 2026. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%¹ de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.666 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.945 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.084 MW a plantas solares, 903 MW a unidades de generación eólica, 83 MW a capacidad geotérmica y 203 MW a sistemas de almacenamiento de energía (BESS).

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación al 30 de junio de 2026 y 2025:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	jun-26	jun-25	Var %	2T2026	2T2025	Var %	jun-26	jun-25
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	15.622	15.895	(1,7%)	7.745	7.847	(1,3%)	38,8%	39,6%

¹ Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).



Segmento de Distribución y Redes

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

Enel Distribución Chile es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Redes al 30 de junio de 2026 y 2025:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	jun-26	jun-25	Var %	2T2026	2T2025	Var %	jun-26	jun-25
Negocio de Distribución y Redes	7.261	7.237	0,3%	3.608	3.577	0,9%	6,6%	6,2%
Otra Información	jun-26	jun-25	Var %					
Número de Clientes	2.208.595	2.175.718	1,5%					
Cientes/Empleados	3.930	4.121	(4,6%)					



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2026 y 2025:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	jun.-26	jun.-25	jun.-26	jun.-25	jun.-26	jun.-25
Generación	1.343	1.422	(232)	(214)	1.111	1.208
Clientes Regulados	542	565	(231)	(212)	311	353
Clientes no Regulados	735	695	-	(2)	735	693
Ventas de Mercado Spot	66	162	(1)	-	65	162
Distribución y Redes	850	829	(13)	(10)	837	819
Residenciales	455	440	-	-	455	440
Comerciales	240	237	-	-	240	237
Industriales	61	63	-	-	61	63
Otros Consumidores	94	89	(13)	(10)	81	79
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(245)	(224)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.948	2.027	(245)	(224)	1.948	2.027
Variación en millones de US\$ y %	(79)	(3,90%)	-	-	(79)	(3,90%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	2T2026	2T2025	2T2026	2T2025	2T2026	2T2025
Generación	659	705	(118)	(92)	541	613
Clientes Regulados	268	292	(117)	(91)	151	201
Clientes no Regulados	369	293	-	(1)	369	292
Ventas de Mercado Spot	22	120	(1)	-	21	120
Distribución y Redes	436	421	(6)	(5)	430	416
Residenciales	242	228	-	-	242	228
Comerciales	120	116	-	-	120	116
Industriales	31	31	-	-	31	31
Otros Consumidores	43	46	(6)	(5)	37	41
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(124)	(97)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	971	1.029	(124)	(97)	971	1.029
Variación en millones de US\$ y %	(58)	(5,64%)	-	-	(58)	(5,64%)



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de junio de 2026, el resultado neto atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 272 millones, lo que representa un aumento de US\$ 26 millones, o un 10,7% respecto a junio de 2025 explicado principalmente por una mejora operacional registrada durante el período.

En cuanto al 2T 2026, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de US\$ 110 millones, lo que representa un aumento de US\$ 38 millones respecto al 2T 2025, debido en parte a un mejor resultado operacional unido a un menor gasto a nivel de resultado financiero.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2026 y 2025:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-26	jun-25	Variación	Var %	2T2026	2T2025	Variación	Var %
Ingresos	2.268	2.279	(10)	(0,5%)	1.071	1.177	(106)	(9,0%)
Ingresos ordinarios	2.077	2.228	(151)	(6,8%)	1.043	1.175	(132)	(11,3%)
Otros ingresos de explotación	191	51	140	273,0%	28	1	26	n/a
Aprovisionamientos y Servicios	(1.378)	(1.413)	34	(2,4%)	(696)	(762)	65	(8,6%)
Compras de energía	(891)	(893)	2	(0,2%)	(406)	(439)	34	(7,6%)
Consumo de combustible	(203)	(215)	12	(5,4%)	(125)	(120)	(5)	4,1%
Gastos de transporte	(171)	(151)	(20)	13,1%	(96)	(95)	-	0,5%
Otros aprovisionamientos y servicios	(113)	(154)	40	(26,3%)	(70)	(107)	37	(34,8%)
Margen de Contribución	890	866	24	2,8%	374	415	(41)	(9,8%)
Trabajos para el inmovilizado	19	16	3	17,6%	11	10	-	0,5%
Gastos de personal	(84)	(91)	6	(6,7%)	(42)	(53)	10	(19,8%)
Otros gastos por naturaleza	(140)	(133)	(7)	5,1%	(81)	(79)	(2)	2,2%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	685	659	26	3,9%	262	293	(32)	(10,9%)
Depreciación y amortización	(198)	(174)	(24)	13,7%	(99)	(90)	(10)	10,6%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	32	(29)	61	n/a	32	(29)	61	n/a
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(17)	(18)	1	(3,4%)	(8)	(9)	-	(2,5%)
Resultado de Explotación (EBIT)	502	437	64	14,7%	186	166	20	12,2%
Resultado Financiero	(121)	(84)	(37)	44,0%	(43)	(58)	15	(26,0%)
Ingresos financieros	28	28	-	-	17	13	4	27,8%
Gastos financieros	(132)	(130)	(2)	1,3%	(64)	(73)	9	(12,3%)
Resultados por unidades de reajuste	3	11	(8)	(70,7%)	1	3	(2)	(61,1%)
Diferencia de cambio	(20)	7	(28)	n/a	3	(2)	5	n/a
Otros Resultados distintos de la Operación	10	7	3	41,3%	6	4	2	48,2%
Sociedades contabilizadas por método de participación	9	7	2	35,4%	5	4	2	53,3%
Otras ganancias	1	-	1	n/a	-	-	-	n/a
Resultado Antes de Impuestos	391	360	30	8,4%	148	111	37	33,5%
Impuesto sobre sociedades	(98)	(93)	(5)	5,1%	(30)	(30)	-	-
Resultado del Período	293	267	25	9,5%	118	81	37	46,1%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	272	246	26	10,7%	110	71	38	54,2%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	21	22	(1)	(4,0%)	9	10	(1)	(11,1%)
Utilidad por acción US\$ ⁽¹⁾	0,0039	0,0036	0,0004	10,7%	0,0016	0,0010	0,0006	54,2%

(1) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.219



EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile al 30 de junio de 2026 alcanzó US\$ 685 millones, lo que representa un aumento de US\$ 26 millones, equivalente al 3,9% respecto de junio de 2025. Esto se explica principalmente por una mejora operacional registrada durante el período.

Durante el 2T de 2026, el EBITDA totalizó US\$ 262 millones, reflejando una disminución de US\$ 32 millones respecto del mismo período de 2025, debido principalmente a menores ingresos operacionales en el Segmento de Generación producto de menores ventas de energía y una menor comercialización de gas.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2026 y 2025, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-26	jun-25	Variación	Var %	2T2026	2T2025	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	1.596	1.604	(7)	(0,5%)	723	825	(103)	(12,4%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	893	872	20	2,3%	461	439	22	5,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(221)	(197)	(23)	11,8%	(113)	(87)	(26)	29,4%
Total Ingresos de Explotación Consolidados	2.268	2.279	(10)	(0,5%)	1.071	1.177	(106)	(9,0%)
Costos de Explotación Segmento de Generación	(868)	(902)	33	(3,7%)	(433)	(492)	59	(11,9%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes	(741)	(719)	(23)	3,1%	(382)	(362)	(19)	5,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	231	208	23	11,3%	118	92	26	28,1%
Total Costos de Explotación Consolidados	(1.378)	(1.413)	34	(2,4%)	(696)	(762)	65	(8,6%)
Gastos de personal	(29)	(33)	4	(12,2%)	(15)	(17)	2	(14,3%)
Otros gastos por naturaleza	(88)	(92)	4	(4,9%)	(49)	(55)	6	(11,5%)
Total Segmento de Generación	(117)	(126)	9	(6,8%)	(64)	(73)	9	(12,1%)
Gastos de personal	(11)	(15)	4	(27,6%)	(5)	(10)	5	(51,8%)
Otros gastos por naturaleza	(61)	(46)	(14)	31,3%	(36)	(25)	(11)	45,9%
Total Segmento de Distribución y Redes	(72)	(61)	(10)	16,7%	(41)	(34)	(6)	17,8%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(17)	(21)	4	(18,7%)	(8)	(14)	6	(43,1%)
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	611	576	34	6,0%	225	260	(35)	(13,5%)
EBITDA Segmento de Distribución y Redes	80	92	(12)	(13,5%)	39	42	(3)	(7,7%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(6)	(10)	4	(39,5%)	(3)	(9)	6	(71,0%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	685	659	26	3,9%	262	293	(32)	(10,9%)

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación al 30 de junio de 2026 alcanzó los **US\$ 611 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 34 millones**, equivalente a un **6,0%** superior, con respecto al mismo período de 2025. En cuanto a los resultados del **2T 2026**, el EBITDA de este segmento presentó una **disminución** de **US\$ 35 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** al 30 de junio de 2026, alcanzaron los **US\$ 1.596 millones**, lo que representa una **disminución** de **US\$ 7 millones**, o un **0,5%** inferior al mismo período del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 78 millones**, debido a menores ingresos por **US\$ 89 millones**, explicados principalmente por un menor precio medio de venta y menores ventas físicas (-273 GWh), incluyendo menores ventas a clientes libres (-291 GWh) y en el mercado spot (-16 GWh), compensadas en parte por mayores ventas a clientes regulados (+34 GWh). Lo anterior, fue parcialmente compensado por el efecto positivo de coberturas de tipo de cambio por **US\$ 11 millones**.
 - > **Menores otras ventas por US\$ 75 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución proveniente de la venta de gas.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 145 millones**, explicado principalmente por una operación de optimización de gas, producto de una negociación de contrato entre Enel Generación Chile y el suministrador de gas, Shell, materializando modificaciones al acuerdo existente en cuanto a volúmenes comprometidos, generando mayores ingresos por **US\$ 140 millones**.

En lo que respecta al **2T 2026**, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 723 millones**, lo que representa una **disminución** de **US\$ 103 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Menores otras ventas por US\$ 75 millones**, explicado fundamentalmente por una disminución proveniente de la venta de gas.
- > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 46 millones**, debido principalmente a: (i) menores ingresos por **US\$ 42 millones** explicados principalmente por un menor precio medio de venta y menores ventas físicas (-101 GWh), incluyendo menores ventas a clientes libres (-157 GWh), mayores ventas a clientes regulados (+53 GWh) y en el mercado spot (+3 GWh); y por (ii) el efecto negativo de coberturas de tipo de cambio por **US\$ 4 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 20 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ingresos por derivados de commodities por **US\$ 13 millones**; y por (ii) un mayor ingreso por seguros por **US\$ 5 millones**.
- Los **Costos de Explotación** al 30 de junio de 2026, ascendieron a **US\$ 868 millones**, presentando una **disminución de US\$ 33 millones**, o un **3,7%** inferior al mismo período 2025, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 32 millones**, explicado por un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 34 millones**. Lo anterior compensado por un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US\$ 3 millones**.
 - > **Menores costos por consumo de combustible por US\$ 12 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor consumo de gas por **US\$ 14 millones**; y por (ii) un menor consumo de petróleo por **US\$ 3 millones**. Lo anterior, compensado por un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US\$ 5 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores compras de energía por US\$ 6 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores compras físicas (+303 GWh).
- > **Mayores gastos de transporte por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por un mayor costo de regasificación y transporte de gas.

Durante el **2T 2026**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 433 millones**, lo que representa una **disminución de US\$ 59 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 32 millones**, explicado principalmente por un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 35 millones**, efecto que fue compensado por un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US\$ 3 millones**.
- > **Menores compras de energía por US\$ 24 millones**, que se explican fundamentalmente por un menor precio medio de compra de energía, a pesar de existir mayores compras físicas (+339 GWh).
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 8 millones**, explicado por un menor gasto en peajes por **US\$ 7 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por un mayor costo por operaciones de cobertura de commodities.

- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 29 millones** al 30 de junio de 2026, presentando una **disminución de US\$ 4 millones**, o un **12,2%** inferior al mismo período 2025, que se explica fundamentalmente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones** ejecutado durante el primer semestre de 2025, compensado por un mayor gasto por bonos y otros beneficios al personal por **US\$ 1 millón**.

Para el **2T de 2026**, los **Gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** **disminuyeron en US\$ 2 millones**, que se explica por los mismos motivos que en el punto anterior.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** al 30 de junio de 2026, alcanzaron los **US\$ 88 millones**, presentando una **disminución de US\$ 4 millones**, o un **4,9%** inferior al mismo período 2025, que se explica principalmente por un menor gasto de servicios de mantención y reparación.

En el **2T 2026**, los **Otros Gastos por Naturaleza disminuyeron en US\$ 6 millones**, por las mismas causas explicadas anteriormente.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El **EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes** alcanzó **US\$ 80 millones** por el período terminado al **30 de junio de 2026**, lo que representa una **disminución de US\$ 12 millones**, equivalente a un **13,5%** inferior, con respecto al mismo período de 2025. En cuanto a los resultados del **2T 2026**, el **EBITDA** de este segmento presentó una **disminución de US\$ 3 millones**, comparado con igual trimestre del año anterior.

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

- Los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 893 millones** al 30 de junio de 2026, lo que representa un **aumento de US\$ 20 millones**, o un **2,3%** superior con respecto al mismo período de 2025, que se explica principalmente por:
 - > **Mayores ingresos por ventas de energía por US\$ 20 millones**, que se explican principalmente por: (i) un aumento de **US\$ 54 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue, parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 34 millones**, explicado principalmente por efecto asociado a un menor precio medio de venta.
 - > **Mayores ingresos por otras prestaciones de servicios por US\$ 3 millones**, explicado por: (i) mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por **US\$ 2 millones**; y (ii) un aumento de **US\$ 2 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
 - > **Mayores ingresos por otras ventas por US\$ 2 millones**, explicado por mayores prestaciones por otros negocios tales como arriendo de antenas, y por traslado de redes.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros ingresos de explotación por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por menores ingresos por indemnización de seguros por **US\$ 14 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores otros ingresos producto de un reverso de provisiones por multas por **US\$ 4 millones**; y por (ii) mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US\$ 3 millones**; (iii) un aumento de **US\$ 1 millón**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Los **Ingresos de Explotación del 2T 2026** fueron de **US\$ 461 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 22 millones**, equivalente a un **5,0%**, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por US\$ 15 millones**, explicado por una variación positiva por **US\$ 22 millones** explicados por el efecto en conversión de cifras producto de la devaluación del peso chileno respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue, parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 7 millones**, explicado principalmente por efecto asociado a un menor precio medio de venta.
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 6 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores otros ingresos producto de un reverso de provisiones por multas por **US\$ 4 millones**; y por (ii) mayores ingresos por seguros por **US\$ 2 millones**.
 - > **Mayores ingresos por otras ventas por US\$ 1 millón**, explicado por mayores prestaciones en otros negocios como traslado de redes y empalmes.
- Los **Costos de Explotación** al 30 de junio de 2026, ascendieron a **US\$ 741 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 23 millones**, o un **3,1%** superior con respecto al mismo período de 2025, que se explica principalmente por:
- > **Mayores gastos de transporte por US\$ 16 millones**, explicados por: (i) mayores pagos a empresas de transmisión por **US\$ 15 millones**; y por (ii) una variación negativa por **US\$ 2 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.
 - > **Mayores costos por compras de energía por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por una menor compra física de energía por **US\$ 39 millones**, compensada por una variación negativa por **US\$ 44 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 2 millones**, explicado principalmente por menores costos de servicio de valor agregado por **US\$ 3 millones**. Lo anterior, compensado por mayores costos por atenciones de call center (planes de emergencia) por **US\$ 1 millón**.

Durante el **2T de 2026**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 382 millones**, **aumentando en US\$ 19 millones** respecto al 2T 2025. Esta variación se explica principalmente por:

- > **Mayores costos por compras de energía por US\$ 11 millones**, debido principalmente a una variación negativa por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense por **US\$ 18 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un menor precio medio de compra por **US\$ 7 millones**.
- > **Mayores gastos de transporte por US\$ 8 millones**, explicados por: (i) mayores pagos a empresas de transmisión por **US\$ 7 millones**; y por (ii) una variación negativa por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense por **US\$ 1 millón**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 11 millones** al 30 de junio de 2026, lo que representa una **disminución de US\$ 5 millones** respecto a junio de 2025, explicado principalmente por: (i) menor gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 4 millones**; y por (ii) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **US\$ 2 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por un mayor gasto por pago de bono anual por **US\$ 1 millón**.

Con relación al **2T de 2026**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 5 millones**, disminuyendo en **US\$ 5 millones** respecto al 2T 2025, explicado principalmente por: (i) un menor gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones**; y por (ii) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos inversión por **US\$ 1 millón**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 61 millones** al 30 de junio de 2026, lo que representa un **aumento de US\$ 14 millones** comparado con el mismo período del año anterior, que se explica principalmente por: (i) mayores gastos asociados a plan de invierno (poda de árboles) por **US\$ 11 millones**; y por (ii) una variación negativa por **US\$ 4 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

Con relación al 2T de 2026 alcanzaron los **US\$ 36 millones**, aumentando en **US\$ 11 millones** respecto al 2T 2025, que se explica principalmente por: (i) mayores costos asociados a operación y mantenimiento por **US\$ 10 millones**; y por (ii) una variación negativa por **US\$ 2 millones** debido al efecto en conversión de cifras producto de la apreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense.

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2026 y 2025:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas					
	jun-26			jun-25		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	611	(128)	483	576	(170)	406
Segmento Distribución y Redes	80	(51)	28	92	(47)	45
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(6)	(4)	(10)	(10)	(5)	(15)
Total Consolidados ENEL CHILE	685	(183)	502	659	(222)	437

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales					
	2T2026			2T2025		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	225	(49)	176	260	(102)	159
Segmento Distribución y Redes	39	(24)	14	42	(24)	19
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(3)	(2)	(5)	(9)	(2)	(11)
Total Consolidados ENEL CHILE	262	(76)	186	293	(128)	166

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 183 millones**, por el período terminado al 30 de junio de 2026, **disminuyendo** en **US\$ 38 millones** respecto a junio de 2025.

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por US\$ 24 millones**, explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables.
- > **Reversión de pérdidas por deterioro de valor por US\$ 61 millones**, que se explica fundamentalmente por: (i) reverso de pérdidas por deterioro por **US\$ 32 millones** vinculadas al proceso de venta de determinados activos relacionados con la unidad generadora a carbón Bocamina II, unidad que cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 de septiembre de 2022; y (ii) menores pérdidas por deterioro por **US\$ 29 millones** asociadas al proyecto de extensión Las Salinas, que fue ajustado a la baja durante el primer semestre de 2025.

Respecto al **2T 2026**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a **US\$ 124 millones**, disminuyendo en **US\$ 52 millones** respecto del mismo trimestre de 2025. Esta variación se explica principalmente por: (i) un mayor gasto por depreciación y amortización de **US\$ 10 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación; y (ii) reverso de pérdidas por deterioro por **US\$ 32 millones** vinculadas al proceso de venta de determinados activos relacionados con la unidad a carbón Bocamina II, explicado anteriormente.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	jun-26	jun-25	Variación	Var %	2T2026	2T2025	Variación	Var %
Ingresos Financieros	28	28	-	-	17	13	4	27,8%
Gastos Financieros	(132)	(130)	(2)	1,3%	(64)	(73)	9	(12,3%)
Diferencias de Cambio	(20)	7	(28)	n/a	3	(2)	5	n/a
Resultados por Unidades de Reajuste	3	11	(8)	(70,7%)	1	3	(2)	(61,1%)
Total Resultado Financiero	(121)	(84)	(37)	44,0%	(43)	(58)	15	(26,0%)
Otras ganancias	1	-	1	n/a	-	-	-	n/a
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	9	7	2	35,4%	5	4	2	53,3%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	10	7	3	41,3%	6	4	2	48,2%
Resultado Antes de Impuesto	391	360	30	8,4%	148	111	37	33,5%
Impuesto sobre Sociedades	(98)	(93)	(5)	5,1%	(30)	(30)	-	-
Resultado del Período	293	267	25	9,5%	118	81	37	46,1%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>272</i>	<i>246</i>	<i>26</i>	<i>10,7%</i>	<i>110</i>	<i>71</i>	<i>38</i>	<i>54,2%</i>
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>(1)</i>	<i>(4,0%)</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>(1)</i>	<i>(11,1%)</i>

Resultado Financiero:

El **resultado financiero consolidado de Enel Chile** registró una **pérdida de US\$ 121 millones al 30 de junio de 2026**, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 37 millones** con respecto al mismo período del año anterior. Respecto al 2T 2026, el resultado financiero registró un gasto de **US\$ 43 millones**, un 26% inferior al gasto alcanzado en el 2T 2025.

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

Mayores gastos financieros por US\$ 2 millones, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 6 millones**, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025; y (ii) mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 9 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros con empresas relacionadas por **US\$ 2 millones** asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI); (ii) menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas

comerciales por cobrar por **US\$ 7 millones**; y (iii) menores gastos y comisiones bancarias por **US\$ 4 millones**.

Durante el 2T de 2026, los gastos financieros disminuyeron en **US\$ 9 millones** respecto a igual trimestre del período anterior, principalmente explicados por: (i) menores gastos financieros por operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por **US\$ 7 millones**; (ii) menores gastos y comisiones bancarias por **US\$ 4 millones**; (iii) menores intereses por créditos bancarios por **US\$ 1 millón**; y (iv) menores gastos financieros con empresas relacionadas por **US\$ 1 millón** asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI). Lo anterior, fue parcialmente compensado por mayores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 4 millones**.

Mayores pérdidas por diferencias de cambio por US\$ 28 millones respecto al mismo período de 2025, principalmente originada por: (i) mayores diferencias de cambio negativas en cuentas por cobrar y pagar con entidades relacionadas por **US\$ 44 millones**; y (ii) mayores diferencias de cambio negativas en cuentas comerciales por **US\$ 26 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores diferencias de cambio negativas sobre instrumentos derivados por **US\$ 40 millones**; y por (ii) una mayor diferencia de cambio positiva en otros activos financieros por **US\$ 1 millón**.

Durante el 2T de 2026, el resultado por diferencia de cambio tuvo una mayor utilidad por **US\$ 5 millones** respecto a igual trimestre del período anterior, explicada principalmente por menores diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas por pagar con entidades relacionadas por **US\$ 57 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por menores diferencias de cambio positivas en cuentas por cobrar comerciales y cuentas por cobrar con entidades relacionadas por **US\$ 52 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó una pérdida de US\$ 98 millones por el período terminado al 30 de junio de 2026, lo que representa un mayor gasto de **US\$ 5 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor gasto por impuestos por **US\$ 7 millones**, como consecuencia de mayores resultados del período. Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor gasto por impuesto por **US\$ 2 millones**, por efectos de corrección monetaria.

Respecto al 2T 2026 el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó un gasto de **US\$ 30 millones**, importe que está en línea con el gasto por impuesto registrado en igual trimestre del año anterior. Lo anterior se explica principalmente porque un mayor gasto por impuesto por **US\$ 7 millones**, originado en los mejores resultados en el segundo trimestre de 2026, fue compensado por menores gastos por impuestos por **US\$ 4 millones** por efecto de la corrección monetaria y por **US\$ 3 millones** por diferencias de impuestos de años anteriores.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	jun-26	dic-25	jun-25	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,79	0,91		(0,12)	(13,5%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,75	0,87		(0,12)	(14,3%)
	Capital de Trabajo	US\$ Mn	(474)	(234)		(240)	102,7%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,20	1,33		(0,13)	(10,1%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	32,7%	33,6%		(0,9 p.p.)	(2,8%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	67,3%	66,4%		0,9 p.p.	1,4%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,59		5,88	-1,29	(21,9%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	22,1%		19,2%	2,9 p.p.	15,2%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	10,9%		2,7%	8,2 p.p.	303,3%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,9%		1,4%	3,5 p.p.	247,6%

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 31 de marzo y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses al 31 de marzo y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 30 de junio de 2026 alcanzó 0,79 veces, presentando una variación negativa de 13,5% con respecto al 31 de diciembre de 2025. Esta variación está explicada principalmente por traspasos desde el largo plazo al corto plazo de obligaciones con el público, efecto que fue compensado parcialmente por una disminución de los acreedores comerciales.
- > **El capital de trabajo** al 30 de junio de 2026 tuvo un valor negativo de **US\$ 474 millones**, lo que representa una variación negativa de **US\$ 240 millones** respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2025. Esta variación está explicada por las mismas razones explicadas anteriormente.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,20 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile al 30 de junio 2026, versus el 1,33 veces al 31 de diciembre de 2025. Esta variación se explica principalmente por el aumento de patrimonio de la Compañía, producto del resultado obtenido en el presente ejercicio, y por una disminución de los acreedores comerciales.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de junio de 2026 fue de 4,59 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. La disminución de un 21,9% en este índice comparado con junio de 2025 (1,29 veces), se explica principalmente por pérdidas por diferencias de cambio registradas en 2026.

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 22,1% al 30 de junio de 2026, comparado con el porcentaje de 19,2% obtenido en el mismo período de 2025. El mejor desempeño, correspondiente a 2,9 p.p., se debe principalmente a la operación de optimización de gas que generó un incremento de otros ingresos por **US\$ 140 millones**, por el acuerdo comercial con Shell perfeccionado durante el primer trimestre de 2026.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 10,9% al 30 de junio de 2026, lo que representa un aumento de 8,2 p.p. respecto al 2,7% obtenido al 30 de junio de 2025. Esta variación se debe en gran medida a la pérdida extraordinaria reconocida en diciembre 2024 (por **US\$ 657 millones** antes de impuestos y participaciones minoritarias), producto de la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar que hasta dicha fecha mantenía la Compañía. Aislado el efecto extraordinario, el índice de rentabilidad habría disminuido en 1,4 p.p. (10,9% al 30 de junio de 2026 y 12,3% al 30 de junio de 2025).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 4,9% al 30 de junio de 2026, lo que representa un aumento de 3,5 p.p. respecto al 1,4% registrado en 2025. Aislado los efectos extraordinarios reconocidos en diciembre de 2024, mencionados anteriormente, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 0,2 p.p. (4,9% Al 30 de junio de 2026 y 5,1% al 30 de junio de 2025).

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron en US\$ 362 millones** al 30 de junio de 2026, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2025.

ACTIVOS (en millones de US\$)	jun-26	dic-25	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.757	2.239	(482)	(21,5%)
Activos No Corrientes	10.784	10.665	120	1,1%
Total Activos	12.541	12.904	(362)	(2,8%)

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de US\$ 482 millones** al 30 de junio de 2026 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 186 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivo por: (i) pago a proveedores por **US\$ 2.700 millones**; (ii) pago de dividendos por **US\$ 300 millones**; (iii) compras de propiedades, planta y equipo por **US\$ 180 millones**; (iv) pago de impuestos a las ganancias por **US\$ 119 millones**; (v) pagos de préstamos bancarios por **US\$ 112 millones**; (vi) otros pagos por actividades de operación por **US\$ 110 millones**; (vii) pago de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 81 millones**; (viii) pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 68 millones**; (ix) pago de intereses por **US\$ 70 millones**; (x) pagos a y por cuenta de los empleados por **US\$ 57 millones**; (xi) pago de préstamos Bonos por **US\$ 25 millones**; (xii) pago de pasivos por arrendamientos por **US\$ 23 millones**; (xiii) otras salidas de efectivo por **US\$ 7 millones**; y (xiv) compras de activos intangibles por **US\$ 3 millones**. Todo lo anterior, parcialmente compensado por las siguientes entradas de efectivo por: (i) cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios por **US\$ 3.473 millones**; (ii) importes procedentes de préstamos de largo plazo por **US\$ 150 millones**; (iii) cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por **US\$ 15 millones**; (iv) efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por **US\$ 9 millones**; (v) intereses recibidos por **US\$ 6 millones**; (vi) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por **US\$ 5 millones**; (vii) importes procedentes de préstamos de corto plazo por **US\$ 5 millones**; (viii) otros cobros por actividades de operación por **US\$ 4 millones**; (ix) dividendos recibidos por **US\$ 2 millones**; y (x) otras entradas de efectivo por **US\$ 1 millón**.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 177 millones**, esta variación se explica fundamentalmente por: (i) una disminución de **US\$ 98 millones** en cuentas por cobrar provenientes de la aplicación del mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados; (ii) una disminución de cuentas por cobrar por **US\$ 64 millones**, derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza; y (iii) una disminución de **US\$ 15 millones** por conversión al dólar de las

cuentas por cobrar denominadas en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile de sus clientes regulados.

- **Disminución Activos por impuestos corrientes por US\$ 79 millones**, explicado principalmente por: (i) menores créditos por utilidades absorbidas por **US\$ 67 millones**; y por (ii) menores pagos provisionales mensuales por **US\$ 11 millones**.
- **Disminución de Otros Activos No Financieros Corrientes por US\$ 77 millones**, explicado principalmente por: (i) la disminución del IVA crédito fiscal y otros impuestos por **US\$ 53 millones**; fundamentalmente en el Segmento Generación; (ii) un menor saldo de gastos pagados por anticipados por **US\$ 22 millones**; y (iii) un menor saldo de otros por **US\$ 3 millones**.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 10 millones**, explicado principalmente por una menor cuenta por cobrar a: (i) GNL Chile S.A. por **US\$ 27 millones**, correspondiente a anticipos por compra de gas; (ii) una menor cuenta por cobrar a Enel Américas por **US\$ 6 millones**, por servicios informáticos y de administración. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A. por **US\$ 22 millones**; y por (ii) una mayor cuenta por cobrar a Enel Green Power S.p.A. por **US\$ 1 millón**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Activos No Corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por US\$ 32 millones**, y se explica por el proceso de venta de determinados activos relacionados con la unidad a carbón Bocamina II, proceso que presenta un importante avance al cierre del primer semestre de 2026. La citada unidad generadora cesó sus operaciones y fue desconectada del Sistema Eléctrico Nacional el 30 septiembre de 2022.
- **Aumento de Inventarios Corrientes por US\$ 14 millones**, principalmente por mayor stock de gas al 30 de junio de 2026, respecto al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.

Los **Activos No Corrientes aumentaron** en **US\$ 120 millones** al 30 de junio de 2026. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

Aumento de Propiedades, planta y equipo por US\$ 139 millones, explicado principalmente por: (i) un efecto positivo producto de incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios por **US\$ 320 millones**; (ii) Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período por **US\$ 32 millones**, producto del efecto mencionado previamente relacionado con los activos puestos en venta provenientes de las unidades generadoras a carbón; (iii) Otros incrementos por **US\$ 11 millones**; y por (iv) una variación positiva producto del Efecto Hiperinflación Argentina por **US\$ 1 millón**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor gasto por depreciación por **US\$ 170 millones**; (ii) Disminución por reclasificaciones a activos mantenidos para la venta por **US\$ 32 millones**; (iii) disminución por diferencias de conversión **US\$ 21 millones**; y por (iv) una variación negativa de retiros de servicio por **US\$ 2 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2026

- **Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 7 millones**, explicado por mayor devengo por participación en utilidad correspondiente a nuestra asociada GNL Chile S.A.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Activos intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 7 millones**, explicado principalmente por: (i) una mayor en la amortización del período por **US\$ 15 millones**; y (ii) disminución por diferencias de conversión por **US\$ 2 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por adiciones en el periodo de negocios por **US\$ 10 millones**.
- **Disminución de Activos por derechos de uso por US\$ 7 millones**, explicado principalmente por: (i) aumento por la depreciación del período por **US\$ 14 millones**; y (ii) una disminución en la modificación y término anticipado de contratos por **US\$ 3 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por una variación positiva en nuevos contratos de activos por derecho de uso por **US\$ 10 millones**.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.541 millones** al 30 de junio de 2026, presentando una **disminución** de un **2,8%** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2025.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	jun-26	dic-25	Variación	Var %
Pasivos Corrientes	2.231	2.473	(242)	(9,8%)
Pasivos No corrientes	4.599	4.881	(282)	(5,8%)
Patrimonio Total	5.712	5.550	162	2,9%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	5.334	5.176	158	3,1%
<i>Participaciones no controladoras</i>	377	374	4	1,0%
Total Patrimonio y Pasivos	12.541	12.904	(362)	(2,8%)

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 242 millones** al 30 de junio de 2026. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes US\$ 232 millones**, explicado principalmente por: (i) menores dividendos por pagar a terceros por **US\$ 71 millones**; (ii) menores pagos a proveedores por compra de energía por **US\$ 69 millones**; (iii) menores cuentas por pagar bienes y servicios por **US\$ 66 millones**; (iv) menores pagos a proveedores por compra de combustibles y gas por **US\$ 41 millones**; y (v) menores cuentas por pagar al personal por **US\$ 6 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores cuentas por pagar por compra de activos por **US\$ 12 millones**; y (ii) mayores otras cuentas por pagar por **US\$ 9 millones**.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 86 millones**, explicado principalmente por pago de impuesto a la renta.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 75 millones**, debido fundamentalmente por menores dividendos por pagar a Enel S.p.A. por **US\$ 104 millones**; y por (ii) menores servicios por pagar a Enel Green Power S.p.A. por **US\$ 6 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores cuentas por pagar a Enel Global Trading S.p.A. por **US\$ 7 millones** por derivados de commodities; y (ii) mayores cuentas por pagar a Enel Global Services S.r.L. por **US\$ 7 millones** por servicios informáticos; mayores cuentas por pagar a Enel X S.R.L. por **US\$ 3 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 156 millones**, explicado principalmente por un incremento por traspaso desde el largo plazo al corto plazo por **US\$ 227 millones**, de obligaciones con el público que tienen vencimientos en los próximos 12 meses. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) una disminución de los instrumentos derivados de cobertura por **US\$ 62 millones**; y (ii) una disminución por pago de obligaciones con el público por **US\$ 25 millones**.

Los **Pasivos No Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 282 millones** al 30 de junio de 2026, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Otros pasivos financieros no corrientes por US\$ 190 millones**, explicado principalmente por una disminución en deuda en bonos por **US\$ 227 millones**, que corresponde principalmente al traspaso al pasivo corriente por el vencimiento en el corto plazo. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de préstamos bancarios por **US\$ 50 millones**.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 83 millones**, explicado principalmente por menor deuda por pagar a Enel Finance International (EFI).
- **Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por US\$ 9 millones**, explicado principalmente por menores ingresos diferidos asociados a contratos de venta de energía por **US\$ 15 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos diferidos asociados al negocio de retail por **US\$ 6 millones**.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 7 millones**, explicado principalmente por una disminución por desmantelamiento.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Pasivos por arrendamientos no corrientes por US\$ 13 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores pagos de arrendamientos en el Segmento de Generación por **US\$ 20 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por un efecto positivo por la baja del contrato con Metro de Santiago y una modificación del contrato de arriendo de generadores, en el Segmento de Distribución por **US\$ 3 millones**; y (ii) una variación positiva producto de reajustes y diferencias de cambio por **US\$ 3 millones**.



El **Patrimonio Total** ascendió a **US\$ 5.712 millones** al 30 de junio de 2026, presentando un **aumento de US\$ 162 millones** respecto al 31 de diciembre de 2025, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de US\$ 5.334 millones**, y se desglosa como sigue: (i) Capital emitido por **US\$ 3.896 millones**; (ii) Utilidades acumuladas por **US\$ 3.176 millones**; Lo anterior, compensado por menores Otras reservas negativas por **US\$ 1.737 millones**.
 - > Las Utilidades acumuladas, presentan un aumento de **US\$ 164 millones**, que se explica por el resultado del período por **US\$ 272 millones**, compensado por el pago de dividendos por **US\$ 108 millones**.
 - > Las Otras reservas presentan una disminución de **US\$ 6 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores reservas de conversión por **US\$ 21 millones**, efecto que fue compensado por: (i) menores reservas de cobertura de flujo de caja por **US\$ 14 millones**; y (ii) un incremento por otros cambios por **US\$ 1 millón**.
- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de US\$ 377 millones**, presentando un aumento de **US\$ 4 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2025, explicado principalmente por la utilidad del período por **US\$ 21 millones**.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 195 millones por el período terminado al 30 de junio de 2026, lo que representa una disminución por US\$ 137 millones en el flujo neto con respecto a igual período del año 2025. Las principales variables que explican este mayor flujo neto negativo del período se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	jun-26	jun-25	Variación	Var %
Flujo de Operación	499	510	(12)	(2,3%)
Flujo de Inversión	(238)	(132)	(105)	79,4%
Flujo de Financiamiento	(456)	(437)	(20)	4,5%
Flujo neto del período	(195)	(59)	(137)	233,4%

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 499 millones por el período terminado al 30 de junio de 2026. Estos flujos están compuestos principalmente por: (i) entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 3.473 millones; (ii) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 15 millones; y (iii) Otros cobros por actividades de operación por US\$ 4 millones. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por US\$ 2.700 millones; (ii) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 119 millones; (iii) otros pagos por actividades de operación por US\$ 110 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; (iv) pago a empleados por US\$ 57 millones; y (v) otras salidas de efectivo por US\$ 7 millones.

La variación negativa en el flujo de operación por US\$ 12 millones respecto a junio de 2025, se explica fundamentalmente por: (i) mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 77 millones; (ii) menores pagos por impuesto a las ganancias por US\$ 67 millones; (iii) menores pagos a empleados por US\$ 18 millones; (iv) mayores cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 6 millones. (v) mayores otros cobros por actividades de operación por US\$ 2 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores pagos a proveedores por US\$ 163 millones; (ii) mayores otros pagos por actividades de operación por US\$ 30 millones; (iii) mayores otras entradas de efectivo por US\$ 3 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 238 millones para el período terminado al 30 de junio de 2026. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por US\$ 180 millones; (ii) pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por US\$ 68 millones; y por (iii) desembolsos por compra de activos intangibles por US\$ 3 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por US\$ 5 millones; y (ii) intereses recibidos por US\$ 6 millones; y por (iii) dividendos recibidos por US\$ 2 millones.

La **variación negativa** en el **flujo de inversión** por **US\$ 105 millones** respecto a junio de 2025, se explica fundamentalmente por: (i) mayores pagos derivados de contratos de futuro, opciones y permuta financiera por **US\$ 68 millones**; (ii) mayores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por **US\$ 41 millones**; (iii) mayores compras de activos intangibles por **US\$ 1 millón**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) mayores importes procedentes de la venta de propiedades planta y equipo por **US\$ 5 millones**; (ii) mayores dividendos recibidos por **US\$ 1 millón**.

Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 456 millones, por el período terminado al 30 de junio de 2026. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por **US\$ 300 millones**; (ii) pago parcial de préstamos con Corporación Andina de Fomento (CAF) por **US\$ 100 millones** y Citibank por **US\$ 12 millones**; (iii) pago de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 80 millones**; (iv) pago de intereses por **US\$ 70 millones**; (v) pagos de préstamos por Bonos Locales por **US\$ 25 millones**; y por (vi) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 23 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) **US\$ 150 millones**; (ii) importes precedentes de ingresos financieros por colocaciones de caja por **US\$ 5 millones**; (iii) otras entradas de efectivo por **US\$ 1 millón**.

La **variación negativa** por **US\$ 20 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a junio de 2025, se explica fundamentalmente por: (i) mayor pago de préstamos bancarios por **US\$ 112 millones**; (ii) mayores pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 10 millones**; (iii) mayor pago de préstamos por bonos por **US\$ 2 millones**. Lo anterior fue, parcialmente compensado por: (i) mayores importes procedentes de préstamos de largo plazo por **US\$ 50 millones**; (ii) menores pagos de dividendos por **US\$ 47 millones**; menores pagos de intereses por préstamos por **US\$ 5 millones**; y por (iv) menores otras salidas de efectivo por **US\$ 2 millones**.

SEGMENTO DE NEGOCIO	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	jun-26	jun-25	jun-26	jun-25
Segmento Generación	119	94	160	141
Segmento Distribución y Redes	59	41	33	28
Otras actividades de negocio	2	3	5	5
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	180	138	198	174

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL CHILE

Las actividades del Grupo están sujetas a un conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las subsidiarias operativas del Grupo están sujetas a normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del Grupo.

Las actividades del Grupo también están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Chile cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Esta normativa, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Chile no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Chile incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo en Chile. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Chile ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.



La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas. Para ver mayores antecedentes de los riesgos cubiertos, dirigirse a la nota 22 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2026, en el siguiente enlace: [Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.](#)

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, planta y equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 4.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2026).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2, 3 y 4 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de junio de 2026, en el siguiente enlace: [Estados Financieros Consolidados de Enel Chile S.A.](#)