

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

(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\$ 352 millones a septiembre de 2025, equivalente a una disminución de 21,1% respecto a septiembre de 2024, debido principalmente a un menor resultado financiero y un mayor cargo por depreciación en el Segmento de Generación. A nivel trimestral, el resultado neto registró una utilidad de US\$ 106 millones durante el 3T 2025, equivalente a una reducción de US\$ 73 millones respecto al 3T 2024, debido en gran parte a menores ventas de energía y una menor comercialización de gas, principalmente en el Segmento de Generación.
- Los ingresos operacionales alcanzaron un total de US\$ 3.479 millones a septiembre de 2025, con un 7,8% de disminución respecto a septiembre de 2024 producto fundamentalmente de menores ventas de energía, principalmente en el Segmento de Generación. Del mismo modo, durante el 3T 2025, los ingresos operacionales se redujeron un 8,9% al totalizar US\$ 1.200 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\$ 2.158 millones a septiembre de 2025, equivalente a una baja de 13,2% respecto a septiembre de 2024, explicada en gran medida por menores costos por compras de energía y gastos de transporte, fundamentalmente en el Segmento de Generación. Similar tendencia se registró durante el 3T 2025, con una reducción de 7,3% en los costos de aprovisionamientos y servicios al alcanzar los US\$ 745 millones, producto principalmente de los menores costos por compras de energía en el Segmento de Distribución y Redes, unido a menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y menores gastos de transporte en el Segmento de Generación.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA de la Compañía alcanzó un valor de US\$ 1.004 millones a septiembre de 2025, manteniendo el nivel registrado en igual período del año 2024. Durante el 3T 2025, el EBITDA registró un total de US\$ 345 millones, mostrando una disminución de 15,4% respecto al 3T 2024.
- El resultado financiero pasó de un gasto por US\$ 113 millones a septiembre de 2024 a un gasto por US\$ 157 millones a septiembre de 2025, explicado fundamentalmente por menores ingresos financieros y una menor ganancia por unidades de reajuste. Durante el 3T 2025, el resultado financiero registró un mayor gasto por US\$ 12 millones respecto al 3T 2024, al alcanzar un total de US\$ 73 millones producto principalmente de mayores gastos financieros.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta disminuyó un 9,2% al totalizar 16.866 GWh a septiembre de 2025 (-1.718 GWh), debido principalmente a un menor despacho hidroeléctrico y una menor generación solar, compensados parcialmente por una mayor producción de ciclos combinados. Durante el 3T 2025, la generación neta se redujo un 16,6% (-1.073 GWh) al llegar a 5.392 GWh, reflejando en gran medida la menor hidrología del año en curso.
- Las ventas físicas de energía se redujeron un 11,1% respecto a septiembre de 2024, al alcanzar 23.991 GWh (-2.999 GWh) a septiembre de 2025, explicado fundamentalmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos a fines de 2024. Del mismo modo, durante el 3T 2025, las ventas físicas disminuyeron un 10,1% (-909 GWh) al totalizar 8.096 GWh, producto principalmente de menores ventas a clientes regulados y en el mercado spot.
- Los ingresos operacionales disminuyeron un 11,5% al llegar a US\$ 2.457 millones a septiembre de 2025, producto fundamentalmente de menores ventas de energía asociadas en gran medida a la menor venta física antes señalada. Análogamente, durante el 3T 2025, los ingresos operacionales disminuyeron un 14,3% con relación al 3T 2024 al alcanzar los US\$ 853 millones debido principalmente de las menores ventas de energía y la menor comercialización de gas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un total de US\$ 1.373 millones a septiembre de 2025, equivalente a una reducción de 15,4%, explicada básicamente por menores costos por compras de energía y gastos de transporte, unidos a un menor costo por otros aprovisionamientos variables y servicios. Misma tendencia registraron los costos de aprovisionamientos y servicios durante el 3T 2025, con una reducción de 9,4% al totalizar US\$ 472 millones, debido en gran medida a los menores costos por otros aprovisionamientos variables y servicios y por gastos de transporte.
- Como consecuencia de los factores descritos, el EBITDA del Segmento de Generación se redujo un 9,1% respecto a septiembre de 2024 al registrar un valor total de US\$ 893 millones a septiembre de 2025. A nivel trimestral, el EBITDA totalizó US\$ 316 millones en el 3T 2025, con una disminución de 23,1% respecto al 3T 2024.

| Información Física | Acumulado | | | Trimestral | | |
|------------------------|-----------|--------|---------|------------|--------|---------|
| | sep-25 | sep-24 | Var % | 3T2025 | 3T2024 | Var % |
| Total Ventas (GWh) | 23.991 | 26.990 | (11,1%) | 8.096 | 9.005 | (10,1%) |
| Total Generación (GWh) | 16.866 | 18.584 | (9,2%) | 5.392 | 6.465 | (16,6%) |

Distribución y Redes

- Las ventas físicas se redujeron un 2,5% respecto a septiembre de 2024 al llegar a 10.968 GWh a septiembre de 2025 (-286 GWh), principalmente en el segmento residencial. Misma tendencia se registró durante el 3T 2025 con ventas físicas que totalizaron 3.731 GWh equivalente a una disminución de 3,0% (-116 GWh) respecto al 3T 2024, básicamente a nivel de clientes residenciales.
- El número de clientes creció un 1,4% al cierre de septiembre de 2025 al alcanzar un total de 2.183.664 usuarios finales, especialmente en el segmento residencial. Por otra parte, las pérdidas de energía pasaron de 5,8% en septiembre de 2024 a 6,4% en septiembre de 2025.
- Los ingresos operacionales se mantuvieron estables respecto a septiembre de 2024 al registrar un valor de US\$ 1.337 millones debido a menores ventas de energía compensadas por mayores ingresos por otras prestaciones de servicios y otros ingresos. Durante el 3T 2025, los ingresos operacionales totalizaron US\$ 464 millones, un 1,8% sobre el nivel mostrado en el 3T 2024 como resultado de mayores ingresos producto principalmente de reliquidaciones de años anteriores.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios totalizaron US\$ 1.116 millones a septiembre de 2025, equivalente a una reducción de 5,2% con relación a septiembre de 2024, explicada principalmente por menores costos por compras de energía y gastos de transporte. Análogamente, durante el 3T 2025, los costos de aprovisionamiento y servicios alcanzaron los US\$ 397 millones, equivalente a una disminución de 3,0% respecto al 3T 2024 debido en gran parte a las menores compras de energía.
- Dado lo descrito anteriormente, el EBITDA del Segmento de Distribución y Redes alcanzó un valor de US\$ 125 millones a septiembre de 2025, lo que se compara positivamente con los US\$ 69 millones registrados a septiembre de 2024. El EBITDA presentó similar tendencia en el 3T 2025 llegando a un total de US\$ 33 millones, equivalente a un alza de US\$ 21 millones con relación al mismo período del año 2024, producto de los menores costos operacionales.

| Información Física | Acumulado | | | Trimestral | | |
|--------------------|-----------|-----------|--------|------------|-----------|--------|
| | sep-25 | sep-24 | Var % | 3T2025 | 3T2024 | Var % |
| Total Ventas (GWh) | 10.968 | 11.254 | (2,5%) | 3.731 | 3.847 | (3,0%) |
| Clientes | 2.183.664 | 2.153.129 | 1,4% | 2.183.664 | 2.153.129 | 1,4% |

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 11 millones con respecto a diciembre 2024, totalizando US\$ 3.941 millones a septiembre de 2025. Esta variación se explica por los siguientes movimientos:

- El giro de la línea de crédito comprometida de Enel Chile con Corporación Andina de Fomento (CAF) por un total de US\$ 50 millones.
- La amortización de una cuota de un préstamo de Enel Finance International con Enel Chile por un total de US\$ 81 millones en junio de 2025.
- La amortización de los bonos H y M de Enel Generación Chile por US\$ 23 millones.
- Un aumento de US\$ 64 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\$ 373 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles de largo plazo: : US\$ 640 millones

El costo promedio de la deuda en septiembre de 2025 disminuyó a un 4,8% desde un 5,0% registrado en diciembre de 2024.

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\$ 203 millones y forwards por US\$ 670 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\$ 286 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

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

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía (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, reajustable, 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 en 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, contempla 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.

El plazo para realizar observaciones al referido ITP finalizó el 24 de octubre del presente.

A la fecha emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Compañía está evaluando las potenciales implicancias que supone este potencial cambio en la metodología identificada por la CNE, a la espera del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios Nudo.

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. El análisis que determinó el cambio de moneda funcional fue finalizado durante el último trimestre del ejercicio precedente y fue revelado en los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2024.

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.

Es importante señalar que, hasta el cierre de 2024, la Compañía mantenía ciertas operaciones definidas como coberturas de flujos de efectivo, que cubrían el riesgo de tipo de cambio de una parte de los ingresos de Enel Generación Chile directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, que se gestionaban mediante la obtención de financiación en esta última moneda y de contratos de derivados. Considerando el cambio de moneda funcional previsto para Enel Generación Chile, las coberturas contables antes descritas perdieron efectividad y, por lo tanto, debido al cambio en el objetivo de la gestión de riesgo, fueron discontinuadas prospectivamente.

El monto acumulado en las reservas de coberturas de flujos de caja, relacionadas con ingresos directamente vinculados a la evolución del dólar estadounidense, ascendía a **Ch\$ 620.164 millones (~US\$ 657 millones)** antes de impuestos. Dicho monto fue íntegramente reconocido como menores ingresos al cierre del ejercicio 2024.

Por otra parte, Enel Chile también cambió la moneda de presentación sus estados financieros consolidados, adoptando los dólares de los Estados Unidos de América a contar de 2025. El cambio en la moneda de presentación 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, ver nota N° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2025.

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 8.902 MW¹ al 30 de septiembre de 2025. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 78%² de la potencia neta de Enel Chile. Es así como 3.665 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 1.965 MW a centrales térmicas que operan con gas o petróleo, 2.083 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 septiembre de 2025 y 2024:

| Mercados en que participa | Ventas de Energía (GWh) | | | | | | Participación de mercado (%) | |
|----------------------------------|-------------------------|------------|---------|--------|--------|---------|------------------------------|--------|
| | Acumulado | Trimestral | | | sep-25 | sep-24 | sep-25 | sep-24 |
| | sep-25 | sep-24 | Var % | 3T2025 | 3T2024 | Var % | sep-25 | sep-24 |
| Sistema Eléctrico Nacional (SEN) | 23.991 | 26.990 | (11,1%) | 8.096 | 9.005 | (10,1%) | 40,0% | 44,7% |

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 septiembre de 2025 y 2024:

¹ Incluye 33 MW de capacidad neta adicional durante los primeros nueve meses de 2025. Capacidad adicional: cuando el primer circuito de aerogeneradores/campo fotovoltaico se conecta a la red y comienza a producir energía y todos los circuitos de aerogeneradores/campos fotovoltaicos se completan electromecánicamente. La capacidad que debe declararse como "adicional" se refiere a la capacidad nominal electromecánica completada.

² Corresponde a Renovables + BESS (Battery Energy Storage System).

| Información Física | Ventas de Energía | | | | | | Pérdidas de energía (%) | |
|---------------------------------|-------------------|-----------|--------|------------|--------|--------|-------------------------|--------|
| | Acumulado | | | Trimestral | | | | |
| | sep-25 | sep-24 | Var % | 3T2025 | 3T2024 | Var % | sep-25 | sep-24 |
| Negocio de Distribución y Redes | 10.968 | 11.254 | (2,5%) | 3.731 | 3.847 | (3,0%) | 6,4% | 5,8% |
| Otra Información | | | | | | | | |
| Número de Clientes | 2.183.664 | 2.153.129 | 1,4% | | | | | |
| Clientes/Empleados | 4.051 | 3.873 | 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 septiembre de 2025 y 2024:

| INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$) | Total Segmentos | | Estructura y Ajustes | | Total General | |
|---|-----------------|---------|----------------------|--------|---------------|---------|
| | sep-25 | sep-24 | sep-25 | sep-24 | sep-25 | sep-24 |
| Generación | 2.157 | 2.486 | (345) | (355) | 1.812 | 2.131 |
| Clientes Regulados | 807 | 1.224 | (341) | (355) | 466 | 869 |
| Clientes no Regulados | 1.099 | 1.092 | - | - | 1.099 | 1.092 |
| Ventas de Mercado Spot | 251 | 170 | (4) | - | 247 | 170 |
| Distribución y Redes | 1.280 | 1.301 | (16) | (16) | 1.264 | 1.285 |
| Residenciales | 697 | 698 | - | - | 697 | 698 |
| Comerciales | 348 | 365 | - | - | 348 | 365 |
| Industriales | 93 | 98 | - | - | 93 | 98 |
| Otros Consumidores | 142 | 140 | (16) | (16) | 126 | 124 |
| Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio | (361) | (371) | - | - | - | - |
| Ingresos por Ventas de Energía | 3.076 | 3.416 | (361) | (371) | 3.076 | 3.416 |
| Variación en millones de US\$ y % | (340) | (9,95%) | - | - | (340) | (9,95%) |

| INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$) | Cifras Trimestrales | | | | | |
|---|---------------------|----------|----------------------|--------|---------------|----------|
| | Total Segmentos | | Estructura y Ajustes | | Total General | |
| | 3T2025 | 3T2024 | 3T2025 | 3T2024 | 3T2025 | 3T2024 |
| Generación | 735 | 859 | (131) | (139) | 604 | 720 |
| Clientes Regulados | 285 | 441 | (127) | (139) | 158 | 302 |
| Clientes no Regulados | 354 | 387 | - | - | 354 | 387 |
| Ventas de Mercado Spot | 96 | 31 | (4) | - | 92 | 31 |
| Distribución y Redes | 451 | 477 | (6) | (6) | 445 | 471 |
| Residenciales | 257 | 270 | - | - | 257 | 270 |
| Comerciales | 111 | 125 | - | - | 111 | 125 |
| Industriales | 30 | 34 | - | - | 30 | 34 |
| Otros Consumidores | 53 | 48 | (6) | (6) | 47 | 42 |
| Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio | (137) | (145) | - | - | - | - |
| Ingresos por Ventas de Energía | 1.049 | 1.191 | (137) | (145) | 1.049 | 1.191 |
| Variación en millones de US\$ y % | (142) | (11,92%) | - | - | (142) | (11,92%) |

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de septiembre de 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de US\$ 352 millones, lo que representa una disminución de US\$ 94 millones, o un 21,1% respecto a igual periodo del año anterior, debido principalmente a un menor resultado financiero y un mayor cargo por depreciación en el Segmento de Generación. En relación con el 3T 2025, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una utilidad de US\$ 106 millones, lo que representa una disminución de US\$ 73 millones respecto a la utilidad de US\$ 180 millones obtenida el 3T 2024. Esto debido en gran parte a menores ventas de energía y una menor comercialización de gas, principalmente en el Segmento de Generación.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

| ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$) | Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | |
|---|-------------------|-----------------------|------------------|---------------------|-----------------------|------------------|
| | sep-25 | sep-24 ⁽¹⁾ | Variación | 3T2025 | 3T2024 ⁽¹⁾ | Variación |
| Ingresos | 3.479 | 3.775 | (296) (7,8%) | 1.200 | 1.318 | (117) (8,9%) |
| Ingresos ordinarios ⁽²⁾ | 3.373 | 3.711 | (339) (9,1%) | 1.145 | 1.292 | (147) (11,4%) |
| Otros ingresos de explotación | 107 | 64 | 43 68,0% | 55 | 25 | 30 119,1% |
| Aprovisionamientos y Servicios | (2.158) | (2.487) | 329 (13,2%) | (745) | (804) | 59 (7,3%) |
| Compras de energía ⁽²⁾ | (1.363) | (1.609) | 247 (15,3%) | (470) | (489) | 19 (3,9%) |
| Consumo de combustible | (319) | (301) | (18) 5,9% | (104) | (74) | (30) 40,6% |
| Gastos de transporte | (236) | (308) | 71 (23,2%) | (85) | (120) | 35 (29,1%) |
| Otros aprovisionamientos y servicios | (240) | (269) | 29 (10,8%) | (86) | (121) | 35 (29,2%) |
| Margen de Contribución | 1.321 | 1.288 | 34 2,6% | 455 | 513 | (58) (11,4%) |
| Trabajos para el inmovilizado | 25 | 28 | (3) (10,1%) | 8 | 9 | - (1,3%) |
| Gastos de personal | (134) | (130) | (4) 3,2% | (44) | (42) | (1) 2,4% |
| Otros gastos por naturaleza | (209) | (181) | (27) 15,2% | (75) | (72) | (3) 4,7% |
| Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) | 1.004 | 1.005 | (1) (0,1%) | 345 | 408 | (63) (15,4%) |
| Depreciación y amortización | (275) | (238) | (37) 15,7% | (100) | (83) | (17) 20,9% |
| Pérdidas por deterioro (reversiones) | (35) | - | (35) n/a | (6) | - | (6) n/a |
| Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9 | (28) | (16) | (12) 74,0% | (10) | (4) | (5) 120,2% |
| Resultado de Explotación (EBIT) | 666 | 751 | (85) (11,4%) | 229 | 320 | (92) (28,6%) |
| Resultado Financiero | (157) | (113) | (44) 38,9% | (73) | (61) | (12) 19,0% |
| Ingresos financieros | 40 | 66 | (26) (39,9%) | 12 | 10 | 2 15,7% |
| Gastos financieros | (197) | (185) | (11) 6,1% | (67) | (58) | (8) 14,3% |
| Resultados por unidades de reajuste | 11 | 23 | (13) (54,0%) | - | 2 | (2) (107,8%) |
| Diferencia de cambio | (11) | (17) | 6 (36,7%) | (18) | (16) | (3) 16,3% |
| Otros Resultados distintos de la Operación | 12 | 7 | 6 80,6% | 6 | 5 | 1 23,3% |
| Sociedades contabilizadas por método de participación | 10 | 7 | 3 42,2% | 3 | 5 | (1) (24,2%) |
| Otras ganancias | 2 | - | 3 n/a | 2 | - | 2 n/a |
| Resultado Antes de Impuestos | 521 | 645 | (124) (19,2%) | 161 | 263 | (102) (38,8%) |
| Impuesto sobre sociedades | (137) | (156) | 20 (12,6%) | (44) | (66) | 23 (34,2%) |
| | | | | | | |
| Resultado del Periodo | 385 | 489 | (104) (21,3%) | 117 | 197 | (79) (40,4%) |
| Resultado atribuible a los propietarios de la controladora | 352 | 446 | (94) (21,1%) | 106 | 180 | (73) (40,9%) |
| Resultado atribuible a participaciones no controladoras | 33 | 43 | (10) (23,1%) | 11 | 17 | (6) (36,6%) |
| | | | | | | |
| Utilidad por acción US\$ ⁽³⁾ | 0,0051 | 0,0064 | (0,0014) (21,1%) | 0,0015 | 0,0026 | (0,0011) (40,9%) |

(1) A contar de 2025, Enel Chile cambió su moneda funcional y la moneda de reporte de sus estados financieros consolidados, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. En este contexto, los resultados del semestre finalizado al 30 de septiembre de 2024 han sido convertidos a dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio medio aplicable a dicho periodo (\$937,20 CLP/US\$). Para más información ver nota N° 3 de los estados financieros consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2025.

(2) El estado de resultados consolidado al 30 de septiembre de 2024 incluye una reclasificación entre dos partidas del resultado operacional, la cual implicó disminuir los ingresos por actividades ordinarias y el gasto por materias primas y consumibles utilizados, por un valor de US\$ 31,7 millones.

(3) Al 30 de septiembre 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 acumulado al 30 de septiembre de 2025, alcanzó los US\$ 1.004 millones, manteniendo el nivel registrado en igual periodo del año anterior. Las menores ventas de energía, principalmente en el Segmento de Generación, fueron compensadas por menores costos operacionales por compras de energía y gastos de transporte.

Durante el 3T 2025, el **EBITDA consolidado alcanzó los US\$ 345 millones**, presentando una **disminución de US\$ 63 millones** respecto al 3T 2024, debido principalmente por menores ventas de energía y una menor comercialización de gas, principalmente en el Segmento de Generación.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios al 30 de septiembre de 2025 y 2024, se presentan a continuación:

| EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$) | Cifras Acumuladas | | | | Cifras Trimestrales | | | |
|--|-------------------|----------------|--------------|----------------|---------------------|--------------|--------------|----------------|
| | sep-25 | sep-24 | Variación | Var % | 3T2025 | 3T2024 | Variación | Var % |
| Ingresos de Explotación Segmento de Generación | 2.457 | 2.774 | (318) | (11,5%) | 853 | 995 | (142) | (14,3%) |
| Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Redes | 1.337 | 1.338 | (2) | (0,1%) | 464 | 456 | 8 | 1,8% |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | (314) | (338) | 24 | (7,0%) | (117) | (133) | 16 | (12,3%) |
| Total Ingresos de Explotación Consolidados | 3.479 | 3.775 | (296) | (7,8%) | 1.200 | 1.318 | (117) | (8,9%) |
| Costos de Explotación Segmento de Generación | (1.373) | (1.623) | 249 | (15,4%) | (472) | (521) | 49 | (9,4%) |
| Costos de Explotación Segmento de Distribución y Redes | (1.116) | (1.177) | 62 | (5,2%) | (397) | (409) | 12 | (3,0%) |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | 331 | 313 | 18 | 5,8% | 123 | 125 | (2) | (1,9%) |
| Total Costos de Explotación Consolidados | (2.158) | (2.487) | 329 | (13,2%) | (745) | (804) | 59 | (7,3%) |
| Gastos de personal | (50) | (41) | (8) | 19,6% | (16) | (14) | (2) | 15,9% |
| Otros gastos por naturaleza | (141) | (128) | (13) | 10,6% | (49) | (49) | - | (0,4%) |
| Total Segmento de Generación | (191) | (169) | (22) | 12,8% | (65) | (63) | (2) | 3,2% |
| Gastos de personal | (20) | (24) | 4 | (16,8%) | (5) | (8) | 3 | (36,2%) |
| Otros gastos por naturaleza | (76) | (68) | (8) | 11,5% | (30) | (27) | (3) | 10,3% |
| Total Segmento de Distribución y Redes | (96) | (92) | (4) | 4,1% | (35) | (35) | - | (0,3%) |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | (31) | (22) | (9) | 41,6% | (11) | (8) | (3) | 33,0% |
| EBITDA | | | | | | | | |
| EBITDA Segmento de Generación | 893 | 983 | (90) | (9,1%) | 316 | 411 | (95) | (23,1%) |
| EBITDA Segmento de Distribución y Redes | 125 | 69 | 56 | 81,7% | 33 | 12 | 21 | 168,8% |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | (14) | (47) | 33 | (69,6%) | (4) | (16) | 11 | (73,0%) |
| Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE | 1.004 | 1.005 | (1) | (0,1%) | 345 | 408 | (63) | (15,4%) |

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación acumulado al 30 de septiembre de 2025 alcanzó los US\$ 893 millones, lo que representa una disminución de US\$ 90 millones, equivalente a una disminución de un 9,1%, con respecto al mismo periodo de 2024. En cuanto a los resultados del 3T 2025, el EBITDA de este segmento presentó una disminución de US\$ 95 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 septiembre de 2025, alcanzaron los **US\$ 2.457 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 318 millones**, o un **11,5%** inferior al mismo periodo del año anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 330 millones**, explicados principalmente por: (i) menores ventas físicas por **US\$ 281 millones**, correspondientes a (-2.999 GWh), explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-2.631 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-375 GWh) y mayores ventas físicas a clientes libres (+7 GWh); y (ii) un efecto negativo por **US\$ 137 millones** por menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado por menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US\$ 83 millones**.
 - > **Menores otras ventas por US\$ 17 millones**, explicado por una disminución en los ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 26 millones**, explicado principalmente por: (i) mayores ingresos por seguros por **US\$ 37 millones**; y (ii) menores ingresos adicionales por **US\$ 12 millones**, generados por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía en 2024.

En lo que respecta al **3T 2025**, los **Ingresos de Explotación** alcanzaron los **US\$ 853 millones**, lo que representa una **disminución de US\$ 142 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 123 millones**, debido a: (i) menores ventas físicas por **US\$ 91 millones**, correspondientes a (-909 GWh), explicado por menores ventas físicas a clientes regulados (-840 GWh), menores ventas físicas en el mercado spot (-148 GWh) y mayores ventas a clientes libres (+79 GWh); y por (ii) un efecto negativo por **US\$ 65 millones** por menor precio medio de venta. Lo anterior, fue compensado por menores pérdidas por coberturas de tipo de cambio por **US\$ 27 millones**.
- > **Menores otras ventas por US\$ 46 millones**, explicado por una disminución en los ingresos provenientes de la comercialización en la venta de gas.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 26 millones**, explicado por: (i) mayores ingresos por seguros por **US\$ 34 millones**; y (ii) mayores ingresos por derivados de commodities por **US\$ 4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ingresos adicionales por **US\$ 12 millones**, generados por una optimización de términos comerciales considerados en contratos con proveedores de energía en 2024.
- Los **Costos de Explotación** al 30 de septiembre de 2025, ascendieron a **US\$ 1.373 millones**, presentando una **disminución de US\$ 249 millones**, o un **15,4%** inferior al mismo periodo de 2024, que se explica fundamentalmente por:
 - > **Menores compras de energía por US\$ 167 millones**, que se explican fundamentalmente por menores compras físicas, equivalente a (-1.280 GWh).
 - > **Menores gastos de transporte por US\$ 57 millones**, explicado principalmente por: (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por **US\$ 32 millones**; y (ii) un menor gasto en peajes por **US\$ 20 millones**.
 - > **Menores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 43 millones**, explicado por: (i) un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 30 millones**; (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por **US\$ 7 millones**; y (iii) un menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US\$ 9 millones**.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 18 millones**, explicado por: (i) un mayor consumo de gas por **US\$ 25 millones**; y (ii) un mayor consumo de petróleo por **US\$ 2 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US\$ 9 millones**.

Durante el **3T 2025**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 472 millones**, lo que representa una **disminución de US\$ 49 millones** respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US\$ 43 millones**, explicados principalmente por: (i) un menor costo de venta en la comercialización de gas por **US\$ 40 millones**; y (ii) un menor costo por derivados de cobertura de commodities por **US\$ 6 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por un mayor gasto por impuesto de emisiones térmicas por **US\$ 2 millones**.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 30 millones**, explicado por: (i) un menor costo de regasificación y transporte de gas por **US\$ 16 millones**; y (ii) un menor gasto en peajes por **US\$ 10 millones**.
- > **Menores compras de energía por US\$ 6 millones**, que se explican fundamentalmente por menores precios medios de compras.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores costos por consumo de combustible por US\$ 30 millones**, explicado por: (i) mayor consumo de gas por **US\$ 32 millones**, compensado por (ii) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por **US\$ 2 millones**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 50 millones** al 30 de septiembre de 2025, **aumentando en US\$ 8 millones** respecto al mismo periodo de 2024 y se explica principalmente por: (i) un gasto no recurrente por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado por **US\$ 5 millones**; y (ii) por una menor activación de mano de obra en proyectos por **US\$ 4 millones**.

Para el **3T de 2025**, los **Gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** aumentaron en **US\$ 3 millones**, dado principalmente por una menor activación de mano de obra en proyectos por **US\$ 2 millones**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** acumulados al 30 de septiembre de 2025, alcanzaron los **US\$ 141 millones, aumentando en US\$ 13 millones** respecto a septiembre de 2024, principalmente por: (i) mayor gasto de servicios de mantenimiento y reparación por **US\$ 6 millones**; (ii) mayor gasto por servicios técnicos y de administración por **US\$ 3 millones**; y (iii) un mayor costo por primas de seguros por **US\$ 2 millones**.

En el **3T 2025**, los **Otros Gastos por Naturaleza** ascendieron a **US\$ 49 millones**, cifra similar respecto al 3T 2024.

EBITDA Segmento de Distribución y Redes:

El **EBITDA de nuestro Segmento de Distribución y Redes** alcanzó **US\$ 125 millones** por el periodo terminado al **30 de septiembre de 2025**, lo que representa un aumento de **US\$ 56 millones** con respecto a septiembre del 2024. En cuanto a los resultados del 3T 2024, el **EBITDA de este segmento** presentó un **aumento de US\$ 21 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\$ 1.337 millones** al 30 de septiembre de 2025, manteniendo un nivel similar en relación al mismo periodo de 2024, que se explica principalmente por:
 - > **Menores ingresos por ventas de energía por US\$ 23 millones**, debido principalmente una menor venta física de energía (-285 GWh), fundamentalmente en el segmento de clientes residenciales, efecto que fue principalmente compensado por un mayor precio medio de ventas e ingresos por reliquidaciones de años anteriores.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 16 millones**, explicado principalmente por: (i) aumento de ingresos por seguros por **US\$ 13 millones**; (ii) mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US\$ 3 millones**.
- > **Mayores otras prestaciones de servicios por US\$ 6 millones**, explicado principalmente por mayores prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.

Los **Ingresos de Explotación** del 3T 2025 fueron de **US\$ 464 millones**, lo que representa un **aumento de US\$ 8 millones**, equivalente a un 1,8%, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- > **Mayores ingresos por venta de energía por US\$ 4 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos por reliquidaciones de años anteriores.
- > **Mayores otros ingresos de explotación por US\$ 4 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos por recuperación de consumos no registrados por **US\$ 4 millones**.
- Los **Costos de Explotación** al 30 de septiembre de 2025, ascendieron a **US\$ 1.116 millones**, lo que representa una **disminución de US\$ 62 millones** respecto a septiembre de 2024, equivalente a un **5,2%** de descenso, que se explica por:
 - > **Menores compras de energía por US\$ 53 millones**, debido principalmente a una menor compra física de energía (-202 GWh).
 - > **Menores gastos de transporte por US\$ 10 millones**, explicados principalmente por menores costos por concepto de peajes de transmisión zonal.

Durante el **3T de 2025**, los **Costos de Explotación** ascendieron a **US\$ 397 millones**, **disminuyendo en US\$ 12 millones** respecto al 3T 2024. Esta variación se explica principalmente por:

- > **Menores costos por compra de energía por US\$ 15 millones**, debido principalmente a un menor precio medio de compra.
- > **Menores gastos de transporte por US\$ 2 millones**, explicados principalmente por menores costos por concepto de peajes de transmisión zonal.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por US\$ 5 millones**, explicado principalmente por mayores multas SEC por **US\$ 4 millones**.
- Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$ 20 millones** al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una **disminución de US\$ 4 millones** respecto a septiembre de 2024, como consecuencia principalmente de: (i) un

menor gasto por **US\$ 5 millones** por pago de bono de negociación colectiva en 2024; **(ii)** menor gasto por pago de bono anual por **US\$ 1 millón**; y **(iii)** una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **US\$ 1 millón**. Lo anterior fue compensado parcialmente por un mayor gasto no recurrente por **US\$ 4 millones**, por incentivos otorgados a trabajadores vinculados a planes de retiro anticipado.

Con relación al **3T de 2025**, los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **US\$5 millones disminuyendo en US\$ 3 millones** respecto al 3T 2024, explicado principalmente por una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por **US\$ 2 millones**.

- Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **US\$ 76 millones** al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un **aumento de US\$ 8 millones** comparado con el mismo periodo del año anterior, que se explica principalmente por lo siguiente: **(i)** mayores gastos relacionados con el Plan de Invierno por **US\$ 5 millones**; y **(ii)** mayores costos por operación y mantenimiento por **US\$ 4 millones**.

Con relación al **3T de 2025** alcanzaron los **US\$30 millones** aumentando en **US\$ 3 millones** respecto al 3T 2024, explicado por: **(i)** mayores gastos relacionados con el Plan de Invierno por **US\$ 2 millones**; y por **(ii)** mayores costos por operación y mantenimiento por **US\$ 6 millones**. Lo anterior compensado por menores servicios de mantenimiento y reparación por **US\$ 4 millones**.

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA**, **Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

| SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$) | Cifras Acumuladas | | | | | |
|---|-------------------|--|------------|--|--|------------|
| | sep-25 | | sep-24 | | Depreciación, Amortización y Deterioro | EBIT |
| | EBITDA | Depreciación, Amortización y Deterioro | EBITDA | Depreciación, Amortización y Deterioro | | |
| Segmento Generación | 893 | (259) | 634 | 983 | (192) | 791 |
| Segmento Distribución y Redes | 125 | (72) | 53 | 69 | (58) | 11 |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | (14) | (7) | (21) | (47) | (3) | (50) |
| Total Consolidados ENEL CHILE | 1.004 | (338) | 666 | 1.005 | (253) | 751 |

| SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de US\$) | Cifras Trimestrales | | | | | |
|---|---------------------|--|------------|--|--|------------|
| | 3T2025 | | 3T2024 | | Depreciación, Amortización y Deterioro | EBIT |
| | EBITDA | Depreciación, Amortización y Deterioro | EBITDA | Depreciación, Amortización y Deterioro | | |
| Segmento Generación | 316 | (89) | 228 | 411 | (68) | 344 |
| Segmento Distribución y Redes | 33 | (25) | 8 | 12 | (18) | (6) |
| Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio | (4) | (3) | (7) | (16) | (1) | (17) |
| Total Consolidados ENEL CHILE | 345 | (116) | 229 | 408 | (88) | 320 |

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 338 millones**, por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025, **aumentando** en **US\$ 85 millones** respecto a septiembre de 2024. Esta variación se explica por:

- > **Mayor gasto por depreciación y amortización por US\$ 38 millones**, explicado principalmente por la entrada en operación de nuevas centrales de energías renovables con posterioridad al cierre del tercer trimestre de 2024.
- > **Mayor pérdida por deterioro de Propiedades Plantas y Equipos por US\$ 35 millones**, asociada al proyecto de ampliación de Las Salinas. Esta pérdida surge como resultado de una nueva evaluación de la rentabilidad esperada del proyecto.
- > **Mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por US\$ 12 millones**, que provienen principalmente del Segmento de Distribución y Redes, debido fundamentalmente a una mayor pérdida crediticia esperada asociada a los clientes residenciales.

Respecto al **3T 2025**, la **depreciación, amortización y deterioro** ascendió a **US\$ 116 millones**, por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025, aumentando en **US\$ 29 millones** respecto a septiembre de 2024, que se explica principalmente por: **(i)** mayor gasto por depreciación y amortización por **US\$ 15 millones**, fundamentalmente en el Segmento de Generación debido a la entrada en operación de nuevas unidades de generación; por **(ii)** mayor pérdida por deterioro de Propiedades, plantas y equipos por **US\$ 6 millones**, en el Segmento de Generación, asociadas al proyecto de ampliación de Las Salinas; y **(iii)** mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por **US\$ 5 millones**, principalmente en el Segmento de Distribución y Redes.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

| RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$) | Cifras Acumuladas | | | | Cifras Trimestrales | | | |
|---|-------------------|--------------|-------------|----------------|---------------------|-------------|-------------|----------------|
| | sep-25 | sep-24 | Variación | % | 3T2025 | 3T2024 | Variación | % |
| Ingresos Financieros | 40 | 66 | (26) | (39,9%) | 12 | 10 | 2 | 15,7% |
| Gastos Financieros | (197) | (185) | (11) | 6,1% | (67) | (58) | (8) | 14,3% |
| Diferencias de Cambio | (11) | (17) | 6 | (36,7%) | (18) | (16) | (3) | 16,3% |
| Resultados por Unidades de Reajuste | 11 | 23 | (13) | (54,0%) | - | 2 | (2) | (107,8%) |
| Total Resultado Financiero | (157) | (113) | (44) | 38,9% | (73) | (61) | (12) | 19,0% |
| Otras ganancias | 2 | - | 3 | n/a | 2 | - | 2 | n/a |
| Sociedades contabilizadas por el método de la participación | 10 | 7 | 3 | 42,2% | 3 | 5 | (1) | (24,2%) |
| Total Otros Resultados Distintos de la Operación | 12 | 7 | 6 | 80,6% | 6 | 5 | 1 | 23,3% |
| Resultado Antes de Impuesto | 521 | 645 | (124) | (19,2%) | 161 | 263 | (102) | (38,8%) |
| Impuesto sobre Sociedades | (137) | (156) | 20 | (12,6%) | (44) | (66) | 23 | (34,2%) |
| Resultado del Período | 385 | 489 | (104) | (21,3%) | 117 | 197 | (79) | (40,4%) |
| <i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i> | <i>352</i> | <i>446</i> | <i>(94)</i> | <i>(21,1%)</i> | <i>106</i> | <i>180</i> | <i>(73)</i> | <i>(40,9%)</i> |
| <i>Atribuible a participaciones no controladoras</i> | <i>33</i> | <i>43</i> | <i>(10)</i> | <i>(23,1%)</i> | <i>11</i> | <i>17</i> | <i>(6)</i> | <i>(36,6%)</i> |

Resultado Financiero:

El **resultado financiero consolidado de Enel Chile** registró una **pérdida de US\$ 157 millones** en términos acumulados al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una **variación negativa de US\$ 44 millones** con respecto al gasto de **US\$ 113 millones** obtenida en septiembre de 2024. Respecto al **3T 2025**, el resultado financiero registró un gasto de **US\$ 73 millones**, un 19,0% superior al gasto alcanzado en el 3T 2024.

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

Menores ingresos financieros por US\$ 26 millones, explicados principalmente por: **(i)** menores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por **US\$ 15 millones**, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los

correspondientes decretos tarifarios; (ii) menores ingresos por inversiones temporales en instrumentos de renta fija por **US\$ 8 millones**; (iii) menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley N°21.185 de estabilización tarifaria por **US\$ 1 millón**; y (iv) menores ingresos financieros por convenios con clientes por **US\$ 1 millón**.

Durante el 3T de 2025, los ingresos financieros aumentaron en **US\$ 2 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por mayores intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de Distribución Eléctrica por **US\$ 2 millones**, producto de postergaciones en la fecha de emisión de los correspondientes decretos tarifarios.

Mayores gastos financieros por US\$ 11 millones, principalmente explicados por menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 61 millones**, principalmente en el Segmento de Generación, producto de la entrada en operación de la central Los Cóndores durante el primer trimestre de 2025. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) menores gastos financieros por **US\$ 11 millones**, vinculado a pérdidas en ventas de cuentas por cobrar por arrendamientos financieros, registradas durante el primer trimestre de 2024 y relacionadas con proyectos de movilidad eléctrica; (ii) menores gastos financieros con empresas relacionadas por **US\$ 30 millones**, asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI); (iii) menores costos financieros por acuerdos de optimización de calendario de pago con proveedores por **US\$ 6 millones** y (iv) menores gastos financieros por **US\$ 6 millones**, producto de menor deuda financiera promedio vigente durante el tercer trimestre de 2025 respecto a igual periodo de 2024, principalmente por pago de bonos efectuados por Enel Generación Chile, en abril de 2024, por **US\$ 400 millones**.

Durante el 3T de 2025, los gastos financieros aumentaron en **US\$ 8 millones** respecto a igual trimestre del periodo, principalmente explicados por: (i) menores capitalizaciones de intereses por **US\$ 19 millones**, principalmente en el segmento de generación, producto a 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\$ 7 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por menores gastos financieros con empresas relacionadas por **US\$ 16 millones**, asociado a una menor deuda con Enel Finance International (EFI).

Menor pérdida por diferencias de cambio por US\$ 6 millones, principalmente originada por mayores diferencias de cambio positivas en cuentas por cobrar comerciales y cuentas cobrar a entidades relacionadas por **US\$ 139 millones**, ambos efectos principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores pérdidas por diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas pagar a entidades relacionadas por **US\$ 119 millones** ambos efectos principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile y mayores diferencias de cambio negativas sobre deuda financiera neta e instrumentos derivados por **US\$ 14 millones**.

Durante el 3T de 2025, el resultado por diferencia de cambio tuvo una mayor pérdida por diferencia de cambio por **US\$ 3 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada principalmente por mayores pérdidas por diferencias de cambio negativas en cuentas por pagar comerciales y cuentas pagar a entidades relacionadas por **US\$ 293**

millones y mayores diferencias de cambio negativas sobre deuda financiera neta e instrumentos derivados por **US\$ 65 millones**. Lo anterior fue compensado en gran medida por mayores diferencias de cambio positivas en cuentas por cobrar comerciales y cuentas por cobrar a entidades relacionadas por **US\$ 355 millones** ambos efectos principalmente como consecuencia del cambio de moneda funcional de Enel Chile y Enel Generación Chile.

Menor utilidad por unidades de reajuste por US\$ 13 millones, principalmente explicada por: (i) menor utilidad por reajuste de cuentas por cobrar de naturaleza comercial por **US\$ 10 millones**; (ii) menores utilidades por reajuste de activos por impuestos por **US\$ 6 millones**; y (iii) mayores pérdidas por reajustes de cuentas por pagar de naturaleza comercial por **US\$ 2 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente por mayores utilidades por reajuste de otros activos no financieros por **US\$ 6 millones**.

Durante el 3T de 2025, el resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de **US\$ 2 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicados principalmente por una menor utilidad por reajuste de activos por impuestos por **US\$ 6 millones** compensada por menor utilidad por reajuste de activos financieros por **US\$ 4 millones**.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades registró un gasto por US\$ 137 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un **menor gasto de US\$ 20 millones** respecto al mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto de **US\$ 35 millones** por las menores utilidades de la Compañía, efecto que fue compensado parcialmente por un mayor gasto por impuesto por **US\$ 16 millones**, por la eliminación de la corrección monetaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche, debido al cambio de moneda contable para efectos tributarios de dichas sociedades, desde pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar de 2025.

Respecto al 3T 2025 el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó un gasto de US\$ 44 millones, lo que representa un **menor gasto de US\$ 23 millones** respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto por **US\$ 28 millones** por menores utilidades de la Compañía, efecto que fue compensado parcialmente por un mayor gasto por impuesto por **US\$ 5 millones**, por la eliminación de la corrección por la eliminación de la corrección monetaria en Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche, explicada anteriormente.

Evolución de los principales indicadores financieros

| INDICADOR FINANCIERO | | UNIDAD | sep-25 | dic-24 | sep-24 | Var % |
|----------------------|--|---------|--------|--------|--------|---------|
| Liquidez | Liquidez Corriente (1) | Veces | 1,09 | 1,00 | - | 9,0% |
| | Razón Ácida (2) | Veces | 1,04 | 0,95 | - | 10,3% |
| | Capital de Trabajo | US\$ Mn | 165 | (9) | - | n.a. |
| Endeudamiento | Razón de endeudamiento (3) | Veces | 1,30 | 1,39 | - | (6,6%) |
| | Deuda Corto Plazo (4) | % | 27,1% | 30,3% | - | (10,6%) |
| | Deuda Largo Plazo (5) | % | 72,9% | 69,7% | - | 4,6% |
| | Cobertura Costos Financieros (6) | Veces | 5,10 | 5,60 | - | (9,0%) |
| Rentabilidad | Resultado explotación/Ingreso explotación | % | 19,1% | 19,7% | - | (2,9%) |
| | Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7) | % | 1,1% | 13,6% | - | (91,6%) |
| | Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8) | % | 0,7% | 5,6% | - | (86,8%) |

(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 30 de septiembre 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 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2025 alcanzó 1,09 veces, presentando una variación positiva de 9% con respecto al 31 de diciembre de 2024. Esta variación está explicada en gran medida por la disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial y pasivos por impuestos.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2025 tuvo un valor positivo de **US\$ 165 millones**, lo que representa una variación positiva de **US\$ 174 millones** respecto al capital de trabajo negativo obtenido al 31 de diciembre de 2024. Esta variación también se explica principalmente por una disminución de las cuentas por pagar y pasivos por impuestos.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,3 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período 2025, versus el 1,39 veces al 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se debe en gran medida por la disminución de las cuentas por pagar de naturaleza comercial y al aumento del Patrimonio de la Compañía, principalmente explicado por el resultado del período 2025.
- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de septiembre de 2025 fue de 5,10 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el EBITDA. Este índice presentó una disminución de 9,0% explicado principalmente por un aumento de los gastos financieros y menores utilidades por unidades de reajuste de 2024.

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 19,1% al 30 de septiembre de 2025, comparado con el porcentaje de 19,7% obtenido en el mismo período de 2024. La disminución correspondiente a 0,6 p.p., se debe en gran medida a menores ingresos de explotación en el Segmento de Generación.
- > **La rentabilidad del patrimonio** fue de 1,1% al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una disminución de 12,5 p.p. respecto al 13,6% obtenido al 30 de septiembre de 2024. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, donde destaca la pérdida por **US\$ 657 millones**, antes de impuestos y participaciones minoritarias, registrada al cierre de 2024 y explicada por la discontinuación de coberturas contables asociadas a ingresos directamente vinculados a la evolución del US dólar de Enel Generación Chile, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 3,0 p.p. (10,6% al 30 de septiembre de 2025).
- > **La rentabilidad de los activos** fue de 0,7% al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una disminución de 4,9 p.p. respecto al 5,6% registrado en 2024. Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en los períodos móviles comparados, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 1,1 p.p. (4,5% al 30 de septiembre de 2025).

2. ÁNALISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Los **Activos Totales** de la Compañía **disminuyeron** en **US\$ 199 millones** al 30 de septiembre de 2025, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2024.

| ACTIVOS (en millones de US\$) | sep-25 | dic-24 | Variación | Var % |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| Activos Corrientes | 2.091 | 2.242 | (152) | (6,8%) |
| Activos No Corrientes | 10.475 | 10.523 | (48) | (0,5%) |
| Total Activos | 12.566 | 12.765 | (199) | (1,6%) |

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 152 millones** al 30 de septiembre de 2025 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución de Otros activos no financieros corrientes por US\$ 75 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un menor IVA crédito fiscal por **US\$ 49 millones** y **(ii)** un menor saldo de gastos pagados por anticipado por **US\$ 30 millones**.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 66 millones**, debido fundamentalmente a menores cuentas por cobrar comerciales por **US\$ 119 millones**, esta variación se explica fundamentalmente por los siguientes factores: **(i)** una disminución de **US\$ 235 millones** producto de ventas de cuentas por cobrar, **(ii)** un aumento de **US\$ 104 millones** provenientes de la aplicación del mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados (Ley N° 21.185), de los cuales **US\$ 169 millones** corresponden a traspasos desde la cuenta por cobrar no corriente, **(iii)** un aumento de **US\$ 16 millones** por conversión al dólar de las cuentas por cobrar en pesos chilenos provenientes de Enel Distribución Chile, **(iv)** mayores cuentas por cobrar por seguros por **US\$ 47 millones**; **(v)** por mayores cuentas por cobrar por anticipos proveedores y acreedores por **US\$ 9 millones**.
- **Disminución de Otros activos financieros corrientes por US\$ 16 millones**, explicado principalmente por menores instrumentos derivados de coberturas.
- **Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo por US\$ 11 millones**, explicado principalmente por: **(i)** mayores pagos a proveedores por **US\$ 4.081 millones**; **(ii)** pagos de dividendos por **US\$ 348 millones**; **(iii)** pago de impuesto a las ganancias por **US\$ 229 millones**; **(iv)** compras de propiedades, planta y equipo por **US\$ 210 millones**; **(v)** otros pagos por actividades de operación por **US\$ 124 millones**, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; **(vi)** pago a los empleados por **US\$ 103 millones**; **(vii)** pagos de intereses por **US\$ 105 millones**; **(viii)** pago de préstamos bancarios y bonos por **US\$ 163 millones**; **(ix)** pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 21 millones**; **(x)** otras salidas de efectivo por **US\$ 10 millones** además de un efecto positivo de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por

US\$ 7 millones; y (xi) compras de activos intangibles por US\$ 5 millones; (xii) pagos de préstamos a empresas relacionadas por US\$ 80 millones, todo lo anterior, parcialmente compensado por: (i) recaudación de clientes por US\$ 5.243 millones que incluye ventas de cuentas por cobrar de Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile por un ingreso de caja por US\$ 627 millones, distintas de aquellas que se originan en la aplicación de las Leyes N° 21.185, N° 21.472 y N° 21.667; (ii) préstamos bancarios por US\$ 190 millones; (iii) intereses recibidos por US\$ 10 millones; y (vi) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 12 millones; (vii) otros cobros por actividades de operación por US\$ 4 millones.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes, por US\$ 14 millones, explicado principalmente por un mayor cuenta por cobrar a (i) GNL Chile S.A. por US\$ 5 millones correspondiente a anticipos por compra de gas; (ii) una mayor cuenta por cobrar por concepto de operaciones de derivados de commodities a Enel Global Trading S.p.A por US\$ 2 millones; (iii) mayores servicios de Enel Américas por US\$ 2 millones; y (iv) mayores servicios de Ingeniería de Enel Green Power Spa por US\$ 2 millones.

Los **Activos No Corrientes disminuyeron** en US\$ 48 millones respecto del saldo al 30 de septiembre de 2024. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 69 millones, se explica fundamentalmente por: (i) US\$ 169 millones de disminución debido al traspaso a cuentas por cobrar corrientes. Lo anterior, parcialmente compensado por (i) un aumento de US\$ 105 millones debido a la aplicación de las Leyes que establecen los mecanismos de estabilización de tarifas para clientes regulados.
- Aumento de Activos por derechos de uso por US\$ 59 millones, explicado principalmente por: (i) Nuevos contratos de activos por derecho de uso por US\$ 56 millones; (ii) un incremento por diferencias de conversión por US\$ 17 millones. Lo anterior, compensado por depreciación del ejercicio por US\$ 20 millones.
- Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 51 millones, correspondiente a un menor IVA crédito fiscal por US\$ 33 millones y menor créditos por derechos de agua por US\$ 18 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por US\$ 9 millones, correspondiente a la utilidad de nuestra asociada GNL Chile S.A.
- Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 6 millones, correspondiente a Instrumentos derivados de cobertura.

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **US\$ 12.566 millones** al 30 de septiembre de 2025, presentando una **disminución** de un 1,6% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2024.

| PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$) | sep-25 | dic-24 | Variación | Var % |
|--|--------|--------|-----------|---------|
| Pasivos Corrientes | 1.926 | 2.251 | (326) | (14,5%) |
| Pasivos No corrientes | 5.170 | 5.168 | 1 | 0,0% |
| Patrimonio Total | 5.471 | 5.345 | 125 | 2,4% |
| Atribuible a los propietarios de la controladora | 5.099 | 4.976 | 123 | 2,5% |
| Participaciones no controladoras | 371 | 369 | 3 | 0,7% |
| Total Patrimonio y Pasivos | 12.566 | 12.765 | (199) | (1,6%) |

Los **Pasivos Corrientes** presentaron una **disminución** de **US\$ 326 millones** al 30 de septiembre de 2025. A continuación, se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 252 millones**, explicado principalmente por menores cuentas por pagar por: **(i)** compra de energía y combustibles por **US\$ 26 millones**; y **(ii)** menores compras de bienes y servicios por **US\$ 195 millones**; **(iii)** menor pago de dividendos por **US\$ 31 millones**.
- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 98 millones**, explicado fundamentalmente por concepto de impuesto a la renta.
- **Disminución de Otras provisiones corrientes por US\$ 20 millones**, que se explica por pago de las provisiones relacionadas con acuerdos de procesos voluntarios colectivos con el SERNAC por **US\$ 18 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por US\$ 46 millones**, explicado principalmente por: **(i)** mayores gastos financieros de préstamos y de bonos por **US\$ 102 millones**; **(ii)** traspasos de préstamos y bonos desde la porción no corrientes por **US\$ 35 millones**; y **(iii)** aumento de Instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja por **US\$ 28 millones**. Lo anterior fue compensado parcialmente **(i)** por pago de intereses de préstamos bancarios y bonos por **US\$ 78 millones**; y **(ii)** amortización de bonos H y M de Enel Generación Chile por **US\$ 23 millones**.

Los **Pasivos No Corrientes** mantuvieron el nivel registrado respecto al 31 de diciembre de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 78 millones**, explicado principalmente por amortización de capital a Enel Finance International (EFI).

- Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por **US\$ 16 millones**, explicado por menores ingresos diferidos por venta de energía.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por **US\$ 33 millones**, explicado principalmente por: (i) un préstamo bancario con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por **US\$ 50 millones**; (ii) un incremento de la deuda por efecto de reajuste de deuda denominada en UF por **US\$ 11 millones**; y (iii) aumento de Instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja por **US\$ 8 millones**. Lo anterior compensado por un traspaso a otros pasivos financieros corrientes por **US\$ 35 millones**.
- Aumento de pasivos por arrendamientos no corrientes por **US\$ 57 millones**, explicado principalmente por nuevos arrendamientos de terrenos para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, asociados al Grupo EGP Chile.

El **Patrimonio Total** ascendió a **US\$ 5.471 millones** al 30 de septiembre de 2025, presentando un **aumento** de **US\$ 125 millones** respecto al 31 de diciembre de 2024, y se explica principalmente por lo siguiente:

- El **Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile** fue de **US\$ 5.099 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por **US\$ 3.896 millones**, Utilidades acumuladas por **US\$ 2.987 millones** y Otras reservas negativas por **US\$ 1.784 millones**.
 - > Las **Utilidades acumuladas**, presentan una variación negativa de **US\$ 106 millones**, que se explica por la utilidad del ejercicio por **US\$ 352 millones** menos distribución de dividendos por **US\$ 246 millones**.
 - > Las **Otras reservas** presentan una variación positiva de **US\$ 18 millones**, que se explican fundamentalmente por: (i) mayores reservas de conversión por **US\$ 27 millones**; compensado con (ii) menores reservas de cobertura de flujo de caja por **US\$ 11 millones**.
 - > El **Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras** fue de **US\$ 371 millones**, presentando un aumento de **US\$ 3 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por: (i) la utilidad del ejercicio por **US\$ 33 millones** menos distribución de dividendos por **US\$ 30 millones**.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 18 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una mejora por US\$ 79 millones en el flujo neto con respecto al mismo periodo del año 2024. Las principales variables que explican este mayor flujo neto positivo del período se describen a continuación:

| FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$) | sep-25 | sep-24 | Variación | Var % |
|---|--------|--------|-----------|---------|
| Flujo de Operación | 713 | 722 | (9) | (1,2%) |
| Flujo de Inversión | (201) | (593) | 392 | (66,1%) |
| Flujo de Financiamiento | (531) | (226) | (305) | 134,9% |
| Flujo neto del período | (18) | (98) | 79 | (81,2%) |

Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de US\$ 713 millones por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2025. Estos flujos están compuestos principalmente por: (i) entradas de efectivo procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 5.243 millones; (ii) Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 12 millones; y (iii) Otros cobros por actividades de operación por US\$ 3 millones. Estos ingresos de caja fueron parcialmente compensados por: (i) pago a proveedores por US\$ 4.081 millones; (ii) pago de impuesto a las ganancias por US\$ 229 millones; (iii) pago a empleados por US\$ 103 millones; (iv) otros pagos por actividades de operación por US\$ 124 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos; y (v) Otros pagos por actividades de operación por US\$ 8 millones.

La variación negativa en el flujo de operación por US\$ 8 millones respecto a septiembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) mayores cobros procedentes ventas de bienes y servicios por US\$ 827 millones; (ii) mayores pagos a empleados por US\$ 2 millones; y (iii) Otros cobros por actividades de operación por US\$ 3 millones.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) mayores pagos a proveedores por US\$ 751 millones; (ii) mayor pago de impuesto a las ganancias por US\$ 61 millones; (iii) menores cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por US\$ 11 millones; y (iv) menores otros pagos por actividades de operación por US\$ 20 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de US\$ 201 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2025. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por compras de propiedades, plantas y equipos por US\$ 210 millones; y (ii) desembolsos por compra de activos intangibles por US\$ 5 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: (i) intereses recibidos por US\$ 9 millones; (ii) importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por US\$ 3 millones; y (ii) dividendos recibidos por US\$ 1 millón.

La variación positiva en el **flujo de inversión** por **US\$ 392 millones** respecto a septiembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores desembolsos por compra de propiedades, planta y equipo por **US\$ 379 millones**; (ii) menores compras de activos intangibles por **US\$ 22 millones**; y (iii) menores pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) menores cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 7 millones**; y (ii) menores intereses recibidos por **US\$ 8 millones**.

Las actividades de financiación generaron un **flujo de efectivo neto negativo de US\$ 531 millones**, por el período terminado al 30 de septiembre de 2025. Estos flujos están compuestos fundamentalmente por salidas de efectivo por: (i) pago de dividendos por **US\$ 348 millones**; (ii) pago de intereses por **US\$ 105 millones**; (iii) pagos de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 81 millones**; (iv) pago parcial de préstamos con Corporación Andina de Fomento (CAF) por **US\$ 140 millones** y bonos locales por **US\$ 23 millones**; y (v) pagos de pasivos por arrendamientos por **US\$ 21 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por entradas de efectivo por préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) por **US\$ 190 millones**.

La variación negativa por **US\$ 305 millones** en el **flujo de financiamiento** respecto a septiembre de 2024, se explica fundamentalmente por: (i) menores préstamos otorgados a entidades relacionadas por **US\$ 1.165 millones**; (ii) menores entradas de efectivo por préstamo **US\$ 288 millones**; pagos de pasivos por arrendamientos **US\$ 7 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) menores pagos de préstamos y bonos por **US\$ 469 millones**; (ii) menores pagos de préstamos a entidades relacionadas por **US\$ 603 millones**; (iii) menores pagos de intereses por **US\$ 51 millones**; (iv) menores otras entradas (salidas) de efectivo por **US\$ 18 millones**; y (v) menores pagos de dividendos por **US\$ 15 millones**.

| SEGMENTO DE NEGOCIO | Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$) | | | |
|------------------------------------|--|--------|--------------|--------|
| | Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos | | Depreciación | |
| | sep-25 | sep-24 | sep-25 | sep-24 |
| Segmento Generación | 131 | 524 | 59 | 192 |
| Segmento Distribución y Redes | 74 | 53 | 164 | 41 |
| Otras actividades de negocio | 5 | 12 | 52 | 5 |
| Total Consolidado Grupo ENEL CHILE | 210 | 589 | 275 | 237 |

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

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

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

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

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

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

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

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

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

condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Chile, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

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

| | sep-25 | dic-24 |
|----------------------|--------|--------|
| Tasa de interés fija | 87% | 89% |

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

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

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- > Flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos de América).
- > Descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.
- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos para 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 minimizar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos distintos a la moneda funcional en los activos y pasivos. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el ejercicio 2024, los Directorios de Enel Chile, Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche acordaron el cambio de moneda funcional de dichas Compañías, de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América, a contar del 1 de enero de 2025, debido a que la divisa estadounidense pasó a ser la moneda que influye significativamente en el entorno económico donde opera cada una de ellas (ver nota 3).

Riesgo de commodities

El Grupo Enel Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, El Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2025, se mantenía una posición consolidada de coberturas activas sobre distintos commodities. En petróleo Brent, se registraban 349 kbbi asociados a compras y 159 kbbi a ventas. En gas Henry Hub, las coberturas activas ascendían a 30 Tbtu vinculadas a compras. Respecto al carbón, se mantenían obligaciones de liquidación por 61 kTon correspondientes a contratos de venta. Finalmente, se conservaban coberturas activas de TFU por 0,4 Tbtu, relacionadas con la venta de barcos durante el año 2025. Al 31 de diciembre de 2024 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 45 kbbi asociadas a compras. En cuanto al gas, no se registraron coberturas activas a liquidarse al cierre del año 2024, ni en Henry Hub Swap ni en Henry Hub Future. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2024, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 10,7 kTon correspondientes a contratos de venta.

De acuerdo con las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, estas coberturas pueden ser modificadas o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2025.

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

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 y derivados financieros ver notas 20, 21 y 23.

Al 30 de septiembre de 2025, el Grupo Enel Chile presenta una liquidez de MUS\$ 373.302 en efectivo y medios equivalentes, y MUS\$ 640.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Chile presentaba una liquidez de MUS\$ 384.761 en efectivo y medios equivalentes y MUS\$ 690.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional; y al 1 de enero de 2024, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de MUS\$ 642.206 en efectivo y medios equivalentes y MUS\$ 540.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son muy limitados.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporativos, Administración Pública y Residencial, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporativos y de Administración Pública, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Medición del riesgo

Riesgo de Tipo de Cambio

Con el objetivo de monitorear este riesgo y acotar la volatilidad del estado de resultados, el Grupo Enel Chile elabora una medición prospectiva, basada en simulación mensual de Montecarlo, sobre las fluctuaciones cambiarias del descalce de cuentas contables, en un periodo de 3 meses al 95% de confianza.

En base a la exposición estimada de la Compañía, considerando las coberturas vigentes, el impacto estimado de las fluctuaciones de cambio al próximo trimestre alcanzaría **MMUS\$40**.³

Considerando que, a contar del 1 de enero de 2025, Enel Chile y sus subsidiarias Enel Generación Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche adoptaron como su moneda funcional el dólar estadounidense, la medición del riesgo de tipo de cambio descrita anteriormente, se ha determinado considerando tal circunstancia.

Riesgo de Tasas de Interés

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero. El análisis de sensibilidad realizado sobre el gasto financiero mensual muestra que una variación de 25 puntos básicos en la tasa de interés de referencia, SOFR, tendría los siguientes efectos:

- Un aumento de 25 puntos básicos incrementaría el gasto financiero mensual en aproximadamente **MUS\$ 42**.
- Una disminución de 25 puntos básicos reduciría el gasto financiero mensual en aproximadamente **MUS\$ 42**.

³ Este valor no considera los efectos de diferencia de cambio entre los derivados y los subyacentes de las coberturas.

Dado el control efectivo de la Compañía sobre su exposición a tasas variables, este riesgo se considera acotado. Para reducir aún más esta exposición, se monitorean continuamente los escenarios de mercado, y se busca un equilibrio entre financiamiento a tasas fijas y variables.

OTROS RIESGOS

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción de nuestro endeudamiento financiero está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Chile.

En relación con las líneas de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en marzo 2024 con vencimiento en marzo de 2027, y la línea de crédito bajo ley chilena, suscrita en diciembre de 2024 con vencimiento en diciembre de 2027, el pago anticipado podría ocurrir como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$ 150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$ 150 millones. Además, estas líneas de crédito contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de éstas.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Chile, suscrito en diciembre de 2021 con vencimiento en diciembre de 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$ 150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$ 150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 300 millones, entre otros, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con los préstamos bancarios bajo ley de Italia, suscritos en agosto de 2022 y julio de 2023, con vencimiento en diciembre de 2037 y diciembre de 2038, respectivamente, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$ 150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$ 150 millones. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Inglaterra, suscrito en mayo de 2024 con vencimiento en diciembre de 2037, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto agregado exceda el equivalente de US\$ 150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$ 150 millones. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, Enel SpA o una subsidiaria relevante, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas, podrían ocasionar la declaración de aceleración de éste.

Adicionalmente, en el caso de los bonos Yankee un posible pago anticipado podría darse lugar como consecuencia del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, con un monto de capital que exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de los bonos Yankee.

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

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2025).

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 septiembre de 2024.