



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En el tercer trimestre de 2025 los ingresos alcanzaron US\$3.654 millones, lo que representa un incremento de 1,4% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por un alza en ingresos en Brasil, parcialmente compensado por menores ingresos en Argentina producto de la devaluación del peso argentino.
- Acumulado a septiembre, los ingresos llegaron a US\$10.443 millones, lo que representa un incremento de un 0,9% respecto a 2024, explicado por mayores ingresos en Argentina y Brasil, parcialmente compensado por menores ingresos en Colombia y por la devaluación del real brasileño y peso colombiano comparado con 2024.
- El EBITDA en el tercer trimestre del año alcanzó US\$1.029 millones, lo que representa un aumento de un 9,6% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Brasil, vinculados a mayor indexación de tarifa, y en Colombia, por la mejora de las condiciones hidrológicas en el país resultando en menores costos de compra de energía. Esto es parcialmente compensado por un menor resultado en Argentina, producto de la devaluación del peso argentino, y Centroamérica, producto de menores ingresos por menor generación hidráulica en Panamá. Aislado el impacto positivo de US\$5 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 9% respecto al mismo período del año anterior.
- A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US\$3.106 millones, un 3,2% más respecto al mismo periodo del año anterior. Esto es explicado por un aumento en los resultados de Argentina, Colombia y Centroamérica, parcialmente compensado por menores resultados en Brasil y efecto tipo de cambio por la devaluación de las monedas en los países en que operamos. Aislado el impacto negativo de US\$223 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 11% respecto al mismo período del año anterior.

País	Acumulado			Trimestral		
	sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %
Argentina	171	58	195,2%	2	26	(91,3%)
Brasil	1.555	1.720	(9,6%)	543	520	4,4%
Colombia	1.226	1.122	9,3%	439	337	29,9%
EGP Centroamérica	154	124	24,6%	54	60	(8,9%)
Enel Américas (*)	3.106	3.011	3,2%	1.029	939	9,6%

(*) Incluye Holding, Eliminaciones y Otros

- El Resultado de Explotación (EBIT) del tercer trimestre de 2025 alcanzó los US\$640 millones, lo que representa un aumento de un 7,0% respecto al tercer trimestre de 2024, producto del mayor EBITDA y parcialmente compensado por la mayor depreciación y amortización en el periodo. A nivel acumulado, el EBIT disminuyó un 0,9% llegando a US\$1.951 millones.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$209 millones en el tercer trimestre de 2025, mostrando un aumento significativo de 19,0% respecto a los US\$176 millones registrados en el tercer trimestre de 2024. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Colombia. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US\$641 millones, equivalente a una disminución de un 74,0% explicada por la venta de activos en Perú durante 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 4.328 millones, lo cual representa un aumento de 103,5% respecto al cierre de 2024, explicado principalmente por mayor deuda en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará, menor caja en Enel Américas Holding producto del pago del dividendo con cargo a las utilidades del año 2024, y al pago del impuesto relacionado a las ventas de activos en Perú.
- El CAPEX en el tercer trimestre de 2025 ascendió a US\$541 millones, lo que representa un aumento de 20,0% respecto al tercer trimestre de 2024, explicado por mayores inversiones en distribución en Brasil y en generación en Colombia. Respecto al CAPEX a septiembre de 2025, éste alcanzó US\$1.487 millones, resultando en una disminución de 2,2% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por menores inversiones en generación en Brasil por término de construcción de proyectos en ejecución, parcialmente compensado por mayores inversiones en distribución en Argentina y Brasil y en generación en Colombia.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Información relevante para el análisis de los presentes estados financieros

I. Cambios de perímetro de consolidación por simplificación societaria del Grupo Enel Américas

A fines del año 2022, Enel Américas anunció su plan estratégico para el periodo 2023-2025, en el cual comunicó la simplificación del Grupo, lo que consideraba concentrar las operaciones en aquellos países que permitan acelerar la transición energética en la región, buscando enajenar las operaciones vigentes hasta el 31 de diciembre de 2022 en **Argentina y Perú**. En los planes estratégicos sucesivos presentados en noviembre 2023 y noviembre 2024, el alcance de este plan de simplificación societaria se revisó, dejando de considerar la salida total de Argentina y agregando activos de Colombia y Centroamérica

En el marco del plan de simplificación societaria efectuado por el Grupo, se consideran las enajenaciones concretadas en **2022** de las subsidiarias brasileñas **Enel Generación Fortaleza** y **Enel Distribución Goiás**, de las subsidiarias argentinas Enel **Generación Costanera** y **Central Dock Sud** realizadas en **2023**, y del proceso de venta de subsidiarias en Perú efectuado en **2024**.

A continuación se describen los principales procesos de venta que Enel Américas ha venido ejecutando desde 2022 a la fecha:

a) Proceso de venta de subsidiarias en Perú

Durante el ejercicio 2023, la Compañía inició un proceso tendiente a concretar la venta de sus subsidiarias operativas en Perú, las cuales participan en los negocios de distribución de energía eléctrica, generación de energía eléctrica y de soluciones energéticas avanzadas.

Este proceso evidenció un significativo avance durante 2024, de hecho, la venta de las principales subsidiarias se concretó. El detalle de las empresas contempladas en el proceso de venta y el estatus de éste se resume a continuación:

Empresa	Negocio	Status
Enel Generación Perú S.A.C.	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Chinango S.A.	(i) Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Energética Monzón S.A.C.	(i) Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
SL Energy S.A.C.	(i) Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Enel Distribución Perú S.A.A.	Distribución de energía eléctrica	Culminado. Junio 2024
Enel X Perú S.A.C.	Soluciones energéticas avanzadas	Culminado. Junio 2024
Enel Generación Piura S.A..	Generación de energía eléctrica	En marcha
Enel X Way Perú S.A.C.	Soluciones en movilidad eléctrica	En proceso de liquidación

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú

Antecedentes específicos:

i) Proceso de venta de Enel Generación Perú y Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Con fecha **21 de noviembre de 2023**, Enel Américas y su filial peruana, **Enel Perú**, celebraron un contrato en idioma inglés denominado "**Purchase and Sale Agreement**" ("**PSA**"), en virtud del cual acordaron vender a **Niagara Energy S.A.C.**, sociedad peruana controlada por el fondo de inversiones global Actis, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.**, equivalentes a un **66,50%** de propiedad de **Enel Perú** y a un **20,46%** de propiedad de **Enel Américas**, y por **Compañía Energética Veracruz S.A.C.**, equivalentes a un **100%** de su capital social de propiedad de **Enel Perú** (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de **Enel Américas** y de **Enel Perú** emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.** y por **Compañía Energética Veracruz S.A.C.**, quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquella por parte del **INDECOPI**. La adquisición de las acciones de **Compañía Energética Veracruz S.A.C.** se



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

materializaría en forma directa y la adquisición de las acciones de **Enel Generación Perú S.A.A.** se realizaría a través de una oferta pública de adquisición (**OPA**) de acuerdo con la legislación peruana.

Adicionalmente, con fecha **17 de abril de 2024**, **Enel Américas** ejercitó una opción pactada en el **PSA** en virtud de la cual vendió a **Enel Perú**, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.**, de manera tal que **Enel Perú** fuera el único vendedor por parte del **Grupo Enel** en la oferta pública de adquisición (**OPA**) previa efectuada por **Niagara Energy** de conformidad con la legislación peruana por el 100% de dichas acciones.

Con fecha **9 de mayo de 2024**, (i) se perfeccionó la **OPA** y se adjudicaron las acciones emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.** a la sociedad **Niagara Energy S.A.C.**, y (ii) se transfirieron a **Niagara Energy S.A.C.** las acciones de **Compañía Energética Veracruz S.A.C.** El precio que **Enel Perú** recibió por la Compraventa ascendió **US\$1.288 millones**, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de **US\$333 millones**.

ii) Proceso de venta de Enel Distribución Perú y Enel X Perú

Con fecha **7 de abril de 2023**, la filial de Enel Américas, **Enel Perú S.A.C.** celebró un contrato denominado “**Share Purchase Agreement**”, en virtud del cual acordó vender a **China Southern Power Grid International (HK) Co., Limited.**, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por **Enel Distribución Perú S.A.A.**, equivalentes a un **83,15%** de su capital social, y por **Enel X Perú S.A.C.**, equivalentes a un 100% de su capital social (la “Compraventa”).

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de **Enel Perú S.A.C.** emitidas por **Enel Distribución Perú S.A.A.** y por **Enel X Perú S.A.C.**, quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (**INDECOPI**) de la República del Perú y la aprobación de las autoridades chinas competentes en materia de inversiones directas de salida (outbound direct investments – OID). La adquisición se materializaría en forma directa, no obstante lo cual, el comprador debería realizar una oferta pública de adquisición (**OPA**) sobreviniente de acuerdo con la legislación peruana.

Con fecha **21 de mayo de 2024** se cumplieron todas las condiciones suspensivas regulatorias a las cuales había quedado sometida la Compraventa, por lo que con fecha **12 de junio de 2024**, nuestra subsidiaria **Enel Perú S.A.C.** concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por **Enel Distribución Perú S.A.A.**, equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por **Enel X Perú S.A.C.**, equivalentes a un **100%** de su capital social, a la sociedad **China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd.** El precio que **Enel Perú S.A.C.** recibió por la Compraventa ascendió **US\$3.088 millones**, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de **Enel Américas** de **US\$1.410 millones**.

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” (NIIF 5) y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), durante el ejercicio 2023 la Compañía ya había reclasificado los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta y definido las operaciones en Perú como discontinuas. Esto último implica que los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan, en términos comparativos, como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas, como ganancias procedentes de operaciones discontinuas.

iii) Proceso de venta de Enel Generación Piura

Durante el segundo trimestre de 2025, considerando nuevas circunstancias vinculadas al proceso de venta de Enel Generación Perú, la Compañía concluyó que dejaban de cumplirse las condiciones establecidas en la NIIF 5 para clasificar los activos y pasivos de dicha subsidiaria como disponibles para la venta.

Como consecuencia de lo anterior, el estado de situación financiera consolidado de Enel Américas al 30 de septiembre de 2025 incluye, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los activos no corrientes de Enel Generación Piura han sido valorados a su importe en libros antes de que fueran clasificados como mantenidos para la venta, ajustado por cualquier depreciación o amortización que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta. Esta medición implicó realizar un ajuste a los resultados acumulados de Enel Américas por un importe de **US\$9 millones**.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2025, y por el período de tres meses finalizados a dicha fecha también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

de Enel Generación Piura. Los resultados de dicha subsidiaria, correspondientes a los periodos de nueve meses y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024, forman parte de los resultados consolidados de operaciones discontinuadas de Enel Américas a dichas fechas.

Enel Generación Piura, siguiendo las directrices establecidas en la NIIF 8 Segmentos operativos (NIIF 8), no representa un segmento de operación sobre el cual Enel Américas requiere presentar información por separado.

b) Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.

Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria **Enel Colombia S.A. E.S.P.** aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico **Windpeshi** ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar un proceso de venta del mismo.

Por lo anterior, al cierre del ejercicio 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico **Windpeshi** como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2024, luego de análisis internos efectuados al proyecto, Enel Colombia registró una pérdida adicional por deterioro de activos por MCOP200.775.885, equivalentes a **US\$49 millones** en dicha fecha.

Durante el primer semestre de 2025, considerando el avance del proceso venta del proyecto, la Compañía actualizó su estimación del valor recuperable y, derivado de este análisis, determinó que procedía revertir parcialmente la pérdida por deterioro registrada previamente, generando una utilidad de MCOP 25.697.629 (equivalentes a **US\$6 millones**).

El 7 de julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la Compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi. Esta venta se concretó a través de la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, previa aprobación de su Junta Directiva en sesión de diciembre de 2024 y del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo autorizaciones regulatorias y de competencia. El perfeccionamiento de esta operación no generó efectos en resultados para Enel Américas.

c) Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.

Con fecha 6 de septiembre de 2023 nuestra subsidiaria **Enel Colombia S.A. E.S.P.** en conjunto con **Enel Guatemala, S.A.** y **Generadora Montecristo S.A.**, subsidiarias de **Enel Colombia** ubicadas en Guatemala, suscribieron con el **Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.**, el contrato de compraventa para la enajenación del 100% de la participación en la subsidiaria **Transmisora de Energía Renovable, S.A. ("Transnova")**.

Esta compañía se ubica en Guatemala y se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país. Fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica **Palo Viejo** (operada por la subsidiaria Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. La sociedad cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de **Transmisora de Energía Renovable S.A.** como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

Con fecha **19 de octubre de 2023**, nuestra subsidiaria **Enel Colombia S.A. E.S.P.** y sus subsidiarias ubicadas en Guatemala finalizaron la venta del 100% de su participación en la subsidiaria **Transmisora de Energía Renovable, S.A.** al **Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.** El precio de venta fue de **MCOP 148.794.000** correspondientes a **US\$34 millones** generando una utilidad de **US\$3 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

d) Proceso de venta de Central Cartagena en Colombia (SPCC)

El **12 de julio de 2023**, **Enel Colombia S.A. E.S.P.** y **SMN Termo Cartagena** suscribieron un acuerdo de compraventa de los activos de la **Central Térmica Cartagena** y del 100% de la participación de la **Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**, concesionaria de los Permisos Portuarios indispensables para las necesidades de operación de la **Central Térmica Cartagena**.

Esta central termoeléctrica, ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, cuenta con una capacidad instalada de **203 megavatios (MW)** y genera energía mediante el uso de gas y/o combustible líquido.

Por lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos y pasivos de la SPCC como mantenidos para la venta.

Posteriormente, con fecha **1 de diciembre de 2023** se perfeccionó la venta, fecha desde la cual **SMN** asumió la propiedad, administración y operación de la planta generadora de energía y la concesión portuaria.

II. Redondeo

Las cifras de este reporte están expresadas en millones de dólares estadounidenses, y para facilitar su presentación han sido redondeadas. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión aumentó en **17,4%** comparado con igual trimestre de 2024, llegando a los **US\$448 millones**. Esto se explica principalmente por la mejor hidrología en Colombia, llevando a mayor generación propia y menores costos por compras de energía, parcialmente compensado por un menor resultado en Centroamérica por menor generación hidráulica.

Considerando el **EBITDA** acumulado al 30 de septiembre de 2025, el EBITDA en el negocio de generación y transmisión llegó a **US\$1.242 millones**, un **8,3%** más que a igual período de 2024, también explicado por el mayor resultado en Argentina, Colombia y Centroamérica, compensado por un menor resultado en Brasil por mayores costos por compras de energía y la devaluación del real brasileño.

Las **ventas físicas de energía** de operaciones continuadas disminuyeron un **7,3%** en el tercer trimestre, explicado principalmente por menores ventas en Argentina y Brasil relacionadas a menor generación propia y menores compras de energía, parcialmente compensado por mayores ventas en Colombia. Al 30 de septiembre de 2025, las ventas de energía aumentaron **3,4%**, también debido principalmente al aumento de ventas en Brasil, Colombia y Centroamérica. A su vez, la **generación de energía** en el tercer trimestre disminuyó un **5,8%** respecto al período 2024, explicado principalmente explicado por menor generación en Argentina, Brasil y Centroamérica, parcialmente compensado por mayor generación renovable en Colombia. Respecto al acumulado al 30 de septiembre de 2025, la generación de energía aumentaron un **2,2%** comparado con 2024, debido a la mayor generación Colombia y Centroamérica.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	51,7	50,0	3,4%	16,6	17,9	(7,3%)
Total Generación (TWh)	32,0	31,3	2,2%	11,5	12,2	(5,8%)

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** aumentó un **3,8%** en el tercer trimestre de 2025 comparado con el mismo período de 2024, alcanzando los **US\$602 millones**. Esto se explica principalmente por un mejor resultado en Brasil y Colombia por mayor indexación de tarifa, parcialmente compensado por un menor resultado en Argentina por devaluación del peso argentino.

A nivel acumulado, el **EBITDA** al 30 de septiembre de 2025 disminuyó **0,9%**, alcanzando **US\$1.909 millones**, explicado por menores resultados en Brasil y Colombia, parcialmente compensados con un mayor resultado en distribución en Argentina asociado a mayor indexación de tarifa y el acuerdo de regularización de la deuda con CAMMESA.

Al cierre del 30 de septiembre de 2025, **el número de clientes consolidado** mostró un aumento de **392 mil**, o **1,7%**, en comparación con el mismo período de 2024, llegando a **22,9 millones**. Por su parte, las ventas físicas aumentaron **0,1%** en el trimestre, explicado explicado por incrementos en **Edesur**, **Enel Distribución Ceará** y Colombia, compensado por menores ventas en **Enel Distribución Rio** y **Enel distribución Sao Paulo**. A nivel acumulado, las ventas se mantuvieron en línea respecto a 2024, explicado por las mayores ventas en Colombia siendo compensadas por menores ventas en Argentina.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	79,8	79,8	(0,0%)	26,4	26,4	0,1%
Número de clientes (miles)	22.898	22.506	1,7%	22.898	22.506	1,7%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

RESUMEN FINANCIERO

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- | | |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------|
| • Caja y caja equivalente | US\$1.209 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | US\$1.353 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ^{(1) y (2)} | US\$1.325 millones |

El aumento de las tasas de interés en Enel Américas (10,3% en Dic-24 vs 11,3% en Sep-25)⁽³⁾ se originó principalmente por el aumento de la tasa monetaria en Brasil (CDI), levemente compensado por la reducción de la tasa en Colombia (IBR).

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas 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 del Grupo Enel Américas establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por **US\$813 millones** y forwards por **US\$393 millones**.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de tasa de interés, por **US\$1.127 millones**.

(1) Incluye tres líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de Enel Américas completamente disponible por un monto de US\$500 millones, otra de Enel Brasil completamente disponible por un saldo de US\$171 millones y otra de Enel Distribución Sao Paulo completamente utilizada por un monto de US\$94 millones.

(2) Incluye US\$1.000 millones en líneas de crédito comprometidas disponibles de largo plazo.

(3) Información financiera detallada no incluye "activos mantenidos para la venta" en Perú a diciembre 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades en los segmentos de generación y transmisión, y distribución en; Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos seis países. Adicionalmente dentro del período de análisis, la Compañía mantuvo una importante presencia en negocios de generación y distribución en Perú, los cuales, en una parte significativa, fueron vendidos durante el segundo trimestre del año 2024. De acuerdo con la NIIF 5, los negocios remanentes en Perú han fueron clasificadas como disponibles para la venta y, además, considerando que implican dejar de operar en todos los negocios donde el Grupo estuvo y está presente, también cumplieron con las condiciones para ser clasificadas como operaciones discontinuadas en la presentación de los resultados consolidados del Grupo. Durante junio de 2025, al considerar la no ejecución de la venta de Enel Generación Piura S.A. esta no califica desde ya como mantenida para la venta, y por consiguiente como operaciones discontinuadas, dicho esto, Enel Generación Piura S.A. pasa a consolidar por integración global, es decir, línea por línea.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **13,2 GW** al 30 de septiembre de 2025. Posterior a las ventas de **Enel Generación Costanera**, **Central Dock Sud**, **Central Cartagena** y **Enel Generación Perú**, concretadas el 17 de febrero de 2023, 14 de abril de 2023, 1 de diciembre de 2023 y 9 de mayo de 2024, respectivamente, la capacidad total instalada de fuentes renovables asciende a **95,9%**.

En función de la estrategia de Enel Américas, la incorporación de capacidad de generación eléctrica provenientes de fuentes renovables ha seguido aumentando, y la capacidad instalada de fuentes térmicas se ha disminuido casi en su totalidad producto de la simplificación societaria anunciada en el Plan Estratégico a fines del año 2022. En el marco de la mencionada estrategia, durante 2022 la Compañía ya redujo la capacidad instalada proveniente de fuentes térmicas, con la venta de Enel Generación Fortaleza en Brasil, materializada en agosto de 2022, transformando a Brasil en el primer país del grupo con un 100% de capacidad instalada sobre fuentes renovables y en la misma línea durante el primer semestre de 2023 se concretó la venta de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud**, en Argentina, **posteriormente en diciembre de 2023 se finiquitó la venta de Central Cartagena** en Colombia, y recientemente en mayo de 2024 se concretó la venta de **Enel Generación Perú**.

El Grupo está presente en el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera (hasta el 17 de febrero de 2023 fecha de su enajenación) y Enel Generación El Chocón¹, Central Dock Sud (hasta el 14 de abril de 2023) en Argentina, **EGP Cachoeira Dourada**, **EGP Volta Grande** y **Enel Brasil S.A.** (matriz de Sociedades **EGP en Brasil**), **Enel Green Power Costa Rica S.A.**, **Enel Colombia S.A. ESP** (sociedad continuadora de Emgesa y que además fusionó a Enel Green Power Colombia S.A.S ESP en marzo de 2022), **Enel Green Power Guatemala S.A.**, **Enel Green Power Panamá S.R.L.**

¹ El 7 de agosto de 2025, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 564/2025, otorga a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito hasta el 31 de diciembre de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh)(*)						Participación de mercado %	
		Acumulado			Trimestral			sept.-25	sept.-24
		sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	1,9	2,5	(24,9%)	0,5	1,0	(45,5%)	1,7%	2,2%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	30,4	28,9	5,4%	9,3	10,3	(9,8%)	7,2%	6,9%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	16,7	16,1	3,9%	5,9	5,7	2,7%	26,7%	26,1%
Segmento Generación Centroamérica	(***)	2,6	2,5	4,7%	0,9	0,9	0,2%	8,9%	8,4%
Total operaciones continuadas		51,7	50,0	3,4%	16,6	17,9	(7,3%)		

(*) Se incorporan las ventas efectuadas por los segmentos de generación de cada país a terceros, se han eliminado la totalidad de las compras y ventas de energía intrasegmento y también entre sociedades relacionadas.

(**) Dentro de los volúmenes de venta de energía de Brasil, se incorpora la energía comercializada de Enel Trading S.A., que pese a no ser una generadora cumple la función de intermediación de compra y venta de electricidad en Brasil.

(***) Las empresas de Costa Rica, Guatemala y Panamá, participan de sus mercados locales SEN, SEN y SIN respectivamente, y eventualmente pueden participar en el MER (Mercado Eléctrico Regional), que es un mercado global que abarca los 9 países de Centroamérica.

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Generación Energía (TWh)					
	Acumulado			Trimestral		
	sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %
Segmento de Generación Argentina	1,9	2,5	(24,9%)	0,5	1,0	(45,6%)
Segmento de Generación Brasil	15,4	15,5	(0,7%)	5,7	6,6	(13,3%)
Segmento de Generación Colombia	12,7	11,4	11,7%	4,5	3,8	18,7%
Segmento Generación Centroamérica	2,0	1,9	4,6%	0,7	0,8	(10,9%)
Total	32,0	31,3	2,2%	11,5	12,2	(5,8%)

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo en Brasil y Enel Colombia S.A. ESP en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a **22,9 millones de clientes**.

Respecto al negocio de **Distribución en Perú**; Enel Distribución Perú fue vendida el 12 de junio de 2024, y si bien estuvo en operaciones en el período reportado al 30 de junio de 2024, de acuerdo a la NIIF 5 cumplió las condiciones para ser declarada como disponible para la venta y además como una operación discontinuada, por lo cual, tanto su información física como financiera, no ha sido consolidada en las aperturas de información física y financiera incorporada en segmento de distribución para los períodos acumulados y trimestrales terminados al 30 de septiembre de 2025 y 2024.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica por los períodos acumulados y trimestrales terminados 30 de septiembre de 2025 y 2024:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh) (*)						Pérdidas de energía %	
	Acumulado			Trimestral			sept.-25	sept.-24
	sept.-25	sept.-24	Var %	3T2025	3T2024	Var %		
Segmento de Distribución Argentina	13,5	13,5	(0,1%)	4,7	4,6	1,0%	17,5%	16,9%
Segmento de Distribución Brasil	54,8	54,8	(0,0%)	17,8	17,9	(0,5%)	13,1%	13,2%
Segmento de Distribución Colombia	11,5	11,5	0,2%	3,9	3,9	1,3%	7,5%	7,5%
Total	79,8	79,8	(0,0%)	26,4	26,4	0,1%	13,0%	13,0%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	sept.-25	sept.-24	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.756	2.698	2,1%
Segmento de Distribución Brasil	16.112	15.870	1,5%
Segmento de Distribución Colombia	4.030	3.938	2,3%
Total	22.898	22.506	1,7%

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio de operaciones continuadas por categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Eliminaciones y otros		Total General	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Generación	34	36	960	856	1.189	1.336	252	257	2.435	2.485	(131)	(173)	2.304	2.312
Clientes Regulados	-	-	196	249	542	563	129	120	867	932	5	(39)	872	893
Clientes no Regulados	-	-	676	557	411	481	46	61	1.133	1.099	(24)	(3)	1.109	1.096
Ventas de Mercado Spot	34	36	86	50	236	292	77	76	433	454	(112)	(131)	321	323
Distribución	988	1.012	3.597	3.736	805	854	-	-	5.390	5.602	26	22	5.416	5.624
Residenciales	416	375	2.302	2.240	465	487	-	-	3.183	3.102	-	-	3.183	3.102
Comerciales	276	249	828	950	203	225	-	-	1.307	1.424	11	10	1.318	1.434
Industriales	186	168	196	242	85	95	-	-	467	505	12	9	479	514
Otros Consumidores	110	220	271	304	52	47	-	-	433	571	3	3	436	574
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(33)	(33)	(115)	(118)	-	-	(148)	(151)	105	151	(43)	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.022	1.048	4.524	4.559	1.879	2.072	252	257	7.677	7.936	-	-	7.677	7.936
Variación en millones de US\$ y %	(26)	2,5%	(35)	(0,8%)	(193)	(9,3%)	(5)	(1,9%)	(259)	(3,3%)	-	-	(259)	(3,3%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Eliminaciones y otros		Total General	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Generación	9	15	358	294	421	448	84	94	872	851	(12)	(60)	860	791
Clientes Regulados	-	-	66	92	198	205	43	47	307	344	20	(27)	327	317
Clientes no Regulados	-	-	285	201	140	153	15	21	440	375	(8)	13	432	388
Ventas de Mercado Spot	9	15	5	1	83	90	26	26	123	132	(24)	(46)	99	86
Otros Clientes	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2	-
Distribución	269	428	1.350	1.305	270	245	-	-	1.889	1.978	9	8	1.898	1.986
Residenciales	125	179	893	774	155	133	-	-	1.173	1.086	-	-	1.173	1.086
Comerciales	83	119	277	316	67	66	-	-	427	501	4	4	431	505
Industriales	56	80	66	83	28	29	-	-	150	192	5	4	155	196
Otros Consumidores	5	50	114	132	20	17	-	-	139	199	-	-	139	199
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(11)	(10)	(37)	(42)	-	-	(48)	(52)	3	52	(45)	-
Ingresos por Ventas de Energía	278	443	1.697	1.589	654	651	84	94	2.713	2.777	-	-	2.713	2.777
Variación en millones de US\$ y %	(165)	(37,2%)	108	6,8%	3	0,5%	(10)	(10,6%)	(64)	(2,3%)	-	-	(64)	(2,3%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 30 de septiembre de 2025 fue de una utilidad de **US\$641 millones**, lo que representa una disminución de **US\$1.824 millones** con respecto a los **US\$2.466 millones** de utilidad registrada al 30 de septiembre de 2024. La variación se explica principalmente por mejores resultados presentados en período terminado al 30 de septiembre de 2024 producto de la contribución de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú durante los primeros meses de 2024, así como los resultados de su enajenación durante el segundo trimestre de 2024.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Ingresos	10.443	10.352	91	0,9%	3.654	3.603	51	1,4%
Ingresos de actividades ordinarias	9.298	9.484	(186)	(2,0%)	3.278	3.284	(5)	(0,2%)
Otros ingresos de explotación	1.144	868	277	31,9%	376	319	57	17,8%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(6.101)	(6.155)	54	(0,9%)	(2.224)	(2.267)	43	(1,9%)
Compras de energía	(4.085)	(4.178)	92	(2,2%)	(1.483)	(1.580)	97	(6,1%)
Consumo de combustible	(28)	(53)	25	(47,0%)	(7)	(15)	8	(50,8%)
Gastos de transporte	(911)	(965)	54	(5,6%)	(310)	(293)	(16)	5,6%
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.075)	(959)	(117)	12,2%	(424)	(379)	(45)	11,9%
Margen de Contribución	4.342	4.197	145	3,5%	1.431	1.336	94	7,0%
Gastos de personal	(415)	(381)	(35)	9,2%	(129)	(135)	6	(4,2%)
Otros gastos por naturaleza	(821)	(805)	(15)	1,9%	(272)	(262)	(10)	3,7%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	3.106	3.011	95	3,2%	1.029	939	90	9,6%
Depreciación y amortización	(916)	(844)	(72)	8,6%	(316)	(285)	(32)	11,1%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	6	(5)	11	(218,8%)	-	-	-	(200,0%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(245)	(193)	(52)	26,8%	(73)	(57)	(17)	29,2%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.951	1.969	(18)	(0,9%)	640	598	42	7,0%
Resultado Financiero	(574)	(629)	55	(8,8%)	(207)	(92)	(114)	124,2%
Ingresos financieros	280	335	(55)	(16,5%)	89	110	(21)	(19,0%)
Gastos financieros	(963)	(1.179)	216	(18,3%)	(331)	(281)	(50)	17,6%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	127	288	(161)	(55,9%)	29	75	(46)	(61,4%)
Diferencia de cambio	(18)	(74)	56	(75,7%)	6	4	2	65,6%
Otros Resultados distintos de la operación	(1)	4	(5)	(133,2%)	0	2	(2)	(80,6%)
Otras Ganancias (pérdidas)	1	4	(3)	(75,7%)	-	2	(2)	(84,8%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	(2)	-	(2)	n.a.	-	-	-	(182,0%)
Resultado Antes de Impuestos	1.376	1.343	32	2,4%	433	508	(75)	(14,7%)
Impuesto sobre sociedades	(446)	(486)	40	(8,3%)	(133)	(128)	(5)	3,5%
Resultado después de impuestos	930	857	73	8,5%	300	380	(79)	(20,8%)
Resultado de operaciones discontinuadas	-	1.888	(1.888)	(100,0%)	-	(114)	114	(100,0%)
Resultado del Período	930	2.746	(1.815)	(66,1%)	300	265	35	13,2%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	641	2.466	(1.824)	(74,0%)	209	176	34	19,0%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	289	280	9	3,2%	91	90	2	1,9%
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00598	0,00575	0,00023	4,0%	0,00195	0,00270	(0,00075)	(27,9%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	-	0,01723	(0,01723)	(100,0%)	-	(0,00107)	0,00107	(100,0%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,00598	0,02298	(0,01700)	(74,0%)	0,00195	0,00164	0,00031	19,0%

(*) A partir del 1 de enero de 2023 las operaciones de Perú cumplieron las condiciones para ser definidas como discontinuadas y, siguiendo las directrices de la NIIF 5, los ingresos y costos y demás cuentas de resultados asociadas a estas operaciones, así como los resultados en venta de las operaciones materializadas, se han clasificado en una línea neta de impuestos como operaciones discontinuadas discontinuadas por el período de nueve meses y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2024 (ver más información en nota 5.1 de los estados financieros consolidados).

(**) Al 30 de septiembre de 2025 y 2024., el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 30 de septiembre de 2025 fue de **US\$3.106 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$95 millones**, equivalente a un **3,2%** respecto a los **US\$3.011 millones** del mismo período 2024.

El incremento del **EBITDA** durante el tercer trimestre de 2025 fue de **US\$90 millones**, esto se explica principalmente por mejores resultados en Brasil, vinculados a mayor indexación de tarifa, y en Colombia, por la mejora de las condiciones hidrológicas en el país resultando en menores costos de compra de energía. Esto es parcialmente compensado por un menor resultado en Argentina, producto de la devaluación del peso argentino, y Centroamérica, producto de menores ingresos por menor generación hidráulica en Panamá.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones continuadas que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	37	42	(5)	(12,5%)	9	19	(9)	(50,2%)
Brasil	966	868	98	11,3%	358	295	64	21,6%
Colombia	1.223	1.360	(138)	(10,1%)	429	458	(30)	(6,5%)
Centroamérica	253	255	(2)	(0,9%)	88	92	(4)	(3,9%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	2.478	2.525	(47)	1,9%	885	864	21	2,4%
Distribución:								
Argentina	1.134	1.013	120	11,9%	275	430	(155)	(36,1%)
Brasil	5.315	5.275	40	0,8%	1.978	1.832	147	8,0%
Colombia	1.629	1.691	(62)	(3,7%)	558	529	29	5,6%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	8.077	7.979	98	1,2%	2.812	2.791	21	0,7%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(113)	(153)	40	26,2%	(42)	(51)	10	(18,8%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	10.443	10.352	91	0,9%	3.654	3.603	51	1,4%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(3)	(4)	1	19,9%	(1)	(2)	1	(69,4%)
Brasil	(450)	(276)	(174)	(63,0%)	(168)	(105)	(63)	60,7%
Colombia	(507)	(766)	259	33,9%	(173)	(280)	107	(38,3%)
Centroamérica	(73)	(106)	34	31,7%	(24)	(24)	-	(0,1%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.033)	(1.153)	120	(10,4%)	(365)	(410)	45	(11,0%)
Distribución:								
Argentina	(732)	(697)	(34)	(4,9%)	(222)	(306)	84	(27,4%)
Brasil	(3.607)	(3.512)	(95)	(2,7%)	(1.392)	(1.301)	(91)	7,0%
Colombia	(894)	(964)	70	7,3%	(302)	(307)	5	(1,8%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(5.232)	(5.174)	(59)	(1,1%)	(1.915)	(1.913)	(2)	0,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	164	171	(7)	(4,1%)	56	57	(1)	(1,5%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(6.101)	(6.155)	54	(0,9%)	(2.224)	(2.267)	43	(1,9%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(1)	(7)	6	(86,2%)	2	(3)	5	(153,3%)
Brasil	(14)	(12)	(2)	16,2%	(5)	(5)	(1)	20,9%
Colombia	(36)	(34)	(3)	7,8%	(12)	(12)	(1)	4,3%
Centroamérica	(10)	(10)	-	(1,9%)	(4)	(3)	-	9,0%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(62)	(63)	1	(2,2%)	(20)	(23)	3	(13,3%)
Distribución:								
Argentina	(121)	(128)	7	(5,7%)	(32)	(48)	16	(32,4%)
Brasil	(171)	(126)	(44)	35,1%	(59)	(45)	(14)	31,5%
Colombia	(29)	(28)	(1)	4,6%	(9)	(9)	-	2,2%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(320)	(282)	(38)	13,6%	(100)	(101)	1	(1,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(33)	(36)	2	(6,1%)	(9)	(11)	1	(13,3%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(415)	(381)	(35)	9,2%	(129)	(135)	6	(4,2%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(5)	(14)	9	(61,9%)	(1)	(4)	3	(70,0%)
Brasil	(79)	(85)	5	(6,4%)	(27)	(28)	1	(3,6%)
Colombia	(40)	(48)	8	(16,8%)	(17)	(12)	(5)	42,6%
Centroamérica	(16)	(15)	(1)	7,2%	(7)	(5)	(1)	27,8%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(141)	(163)	21	(13,1%)	(51)	(49)	(3)	5,2%
Distribución:								
Argentina	(136)	(146)	10	(6,7%)	(27)	(60)	33	(54,5%)
Brasil	(359)	(361)	3	(0,8%)	(130)	(106)	(25)	23,2%
Colombia	(121)	(90)	(31)	34,9%	(37)	(31)	(6)	21,2%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(616)	(597)	(19)	3,1%	(194)	(196)	2	(0,8%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(63)	(45)	(18)	40,0%	(26)	(18)	(9)	49,6%
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(821)	(805)	(15)	1,9%	(272)	(262)	(10)	3,7%
Generación y Transmisión:								
Argentina	27	17	10	60,4%	9	10	(1)	(5,9%)
Brasil	422	494	(73)	(14,7%)	158	158	-	0,1%
Colombia	639	512	127	24,9%	227	155	72	46,7%
Centroamérica	154	124	30	24,6%	54	60	(5)	(8,9%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.242	1.147	95	8,3%	448	382	66	17,4%
Distribución:								
Argentina	145	42	103	246,6%	(6)	17	(23)	(137,9%)
Brasil	1.179	1.275	(96)	(7,6%)	398	380	17	4,5%
Colombia	585	610	(25)	(4,0%)	211	183	28	15,4%
EBITDA Segmento de Distribución	1.909	1.926	(18)	(0,9%)	602	580	22	3,8%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(62)	17	(27,6%)	(21)	(23)	2	(6,9%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	3.106	3.011	95	3,2%	1.029	939	90	9,6%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	37	42	(5)	(12,5%)	9	19	(9)	(50,2%)
Costos de explotación	(3)	(4)	1	(19,9%)	(1)	(2)	1	(69,4%)
Gastos de personal	(1)	(7)	6	(86,2%)	2	(3)	5	(153,3%)
Otros gastos por naturaleza	(5)	(14)	9	(61,9%)	(1)	(4)	3	(70,0%)
Total Segmento Generación Argentina	27	17	10	60,4%	9	10	(1)	(5,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$27 millones** al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un aumento de **US\$10 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación de las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$5 millones** al 30 de septiembre de 2025, con respecto a igual al período 2024. Esta disminución se explica por: **(i)** menores ingresos por **US\$11 millones** por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y, **(ii)** **US\$2 millones** de menores ingresos en **Enel Generación El Chocón**, producto de la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias ("NIC 29") en Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** **US\$11 millones** debido a los incrementos de precios otorgados en diversas resoluciones emitidas por el **ENRE**.

Los **costos de explotación** se mantienen prácticamente en línea con respecto a igual al período 2024.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$6 millones** y son explicados principalmente por ajustes por menor provisión por indemnización a trabajadores producto de la no renovación de la concesión de **Enel Generación El Chocón**.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$9 millones**, principalmente por **(i)** menores costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$4 millones**, producto menores en la inflación Argentina.; y **(ii)** **US\$1 millón** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de **2025**, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$9 millones**, prácticamente en línea en el período anterior, lo que se explica principalmente por; **(i)** **US\$5 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; y, **(ii)** **US\$2 millones** por menor volumen de venta física de energía eléctrica (**-0,46 TWh**). Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** **US\$4 millones** de mayores ingresos por reajustes tarifarios aprobados para las ventas de energía eléctrica de los generadores en Argentina; y, **(ii)** **US\$1 millón** de menores costos de personal por ajustes salariales asociados al proceso inflacionario argentino.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	966	868	98	11,3%	358	295	64	21,6%
Costos de explotación	(450)	(276)	(174)	(63,0%)	(168)	(105)	(63)	(60,7%)
Gastos de personal	(14)	(12)	(2)	(16,2%)	(5)	(5)	(1)	(20,9%)
Otros gastos por naturaleza	(79)	(85)	5	6,4%	(27)	(28)	1	3,6%
Total Segmento Generación Brasil	422	494	(73)	(14,7%)	158	158	-	0,1%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$422 millones** al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una disminución de **US\$73 millones** respecto al mismo período 2024. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$98 millones**, equivalentes a un **11,3%**, en el período terminado al 30 de septiembre de 2025 con respecto al mismo período 2024. El incremento se explica principalmente por: **(i) US\$255 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física **(+1,56 TWh)** comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP** en **Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(ii) US\$81 millones** por menores precios medios de venta; **(i) US\$72 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y, **(ii) US\$8 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$174 millones**, o un **63,0%**, durante el período terminado al 30 de septiembre de 2025 comparado con el período 2024, principalmente por; **(i) US\$194 millones** de mayores costos de compras de energía, principalmente por mayor volumen; **(ii) US\$4 millones** de mayores costos de transporte; y, **(iii) US\$1 millón** de mayores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$32 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se mantienen prácticamente en línea con los registrados el período 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$5 millones** principalmente por; **US\$8 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior compensado por mayores pagos por seguros contratados en **EGP** en **Brasil** por **US\$7 millones**.

En lo que respecta al **EBITDA** del tercer trimestre de **2025** alcanzó los **US\$158 millones**, se mantienen prácticamente en línea con los registrados el período 2024. Las principales variables que inciden se explican por; **(i) US\$52 millones** de mayores ingresos en volúmenes de energía y precios medios de venta. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$44 millones** por mayores volúmenes de compra; y, **(ii) US\$4 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.223	1.360	(138)	(10,1%)	429	458	(30)	(6,5%)
Costos de explotación	(507)	(766)	259	33,9%	(173)	(280)	107	38,3%
Gastos de personal	(36)	(34)	(3)	(7,8%)	(12)	(12)	(1)	(4,3%)
Otros gastos por naturaleza	(40)	(48)	8	16,8%	(17)	(12)	(5)	(42,6%)
Total Segmento Generación Colombia	639	512	127	24,9%	227	155	72	46,7%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$639 millones** durante el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$127 millones** respecto al mismo período de 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación** disminuyeron en **US\$138 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, o un **10,1%** respecto a los ingresos reconocidos en el período 2024. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$187 millones** de menores ingresos por precios medios de venta en el mercado spot; **(ii) efecto negativo de US\$44 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$82 millones** por mayores ventas físicas de energía eléctrica **(+0,6 TWh)** por mejores condiciones hídricas durante el período 2025 respecto a 2024 y; **(ii) mayores ingresos por US\$11 millones** por indemnizaciones por siniestros en el período acumulado terminado al 30 de septiembre de 2025 respecto al mismo período 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$259 millones**, equivalentes al **33,9%**, y se explica principalmente mejores condiciones hidrológicas y efectos de conversión. Es así como destaca; **(i) US\$221 millones** por disminución en los volúmenes de energía comprada; **(ii) US\$ 34 millones** de menor costo por generación a base de combustible, y; **(iii) efecto positivo en conversión de cifras por US\$18 millones** por devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$13 millones** de mayor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$3 millones** principalmente por mayores costos salariales por reajustes.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$8 millones** básicamente por: **(i) US\$6 millones** por menores costos por multas ambientales y; **(ii) US\$2 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$227 millones**, superando en **US\$72 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período trimestre de período 2024. Este aumento se explica principalmente por; **(i) US\$97 millones** producto de menores compras de energía para cubrir la demanda debido a mayor generación respecto del mismo trimestre del período 2024; **(ii) US\$14 millón** de mayores ingresos por volúmenes físicos de energía vendida; **(iii) US\$ 10 millones** de menor costo por generación a base de combustible; y, **(iv) US\$5 millones** por efecto positivo de conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y; **(v) US\$1 millones** de menores costos de transporte. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **US\$52 millones** de menores ingresos en precios medios de venta en el mercado spot



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	253	255	(2)	(0,9%)	88	92	(4)	(3,9%)
Costos de explotación	(73)	(106)	34	31,7%	(24)	(24)	-	0,1%
Gastos de personal	(10)	(10)	-	1,9%	(4)	(3)	-	(9,0%)
Otros gastos por naturaleza	(16)	(15)	(1)	(7,2%)	(7)	(5)	(1)	(27,8%)
Total Segmento Generación Centroamérica	154	124	30	24,6%	54	60	(5)	(8,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$154 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$30 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se disminuyeron en **US\$2 millones** principalmente originados por menores volúmenes de ventas respecto a 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$34 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del período 2024.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

En el tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$54 millones**, inferiores en **US\$5 millones** a los registrados en mismo trimestre de período 2024, lo que se explica principalmente por **US\$4 millones** de menores volúmenes de ventas respecto a 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
	Ingresos de explotación	1.134	1.013	120	11,9%	275	430	(155)
Costos de explotación	(732)	(697)	(34)	4,9%	(222)	(306)	84	(27,4%)
Gastos de personal	(121)	(128)	7	(5,7%)	(32)	(48)	16	(32,4%)
Otros gastos por naturaleza	(136)	(146)	10	(6,7%)	(27)	(60)	33	(54,5%)
Total Segmento Distribución Argentina	145	42	103	246,6%	(6)	17	(23)	(137,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$145 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$103 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$120 millones**, o un **11,9%**, al 30 de septiembre de 2025, respecto al período 2024, que se explican fundamentalmente por mayores ingresos por; **(i) US\$389 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, con aplicación a partir de febrero de 2024; **(ii) US\$90 millones** de mayor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur; **(iii) US\$48 millones** de recuperación de multas asociadas al proceso de distribución; y, **(iv) US\$28 millones** de mayores ingresos por transporte de energía. Lo anterior se compensa parcialmente por; **(i) US\$433 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense y; **(ii) US\$1 millón** por menor venta física en durante el período terminado al 30 de septiembre de 2025..

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$34 millones** fundamentalmente explicados por; **(i) US\$277 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; **(ii) US\$32 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación; **(iii) US\$29 millones** por mayores costos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$304 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$7 millones** respecto al período 2024, básicamente por **US\$50 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US\$41 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias; y, **(ii) US\$2 millones** de mayores gastos de personal por disminución en capitalización de mano de obra en activos de inversión.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$10 millones** respecto al período 2024, básicamente por: **US\$57 millones** por efecto positivo de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$47 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$6 millones**, inferiores en **US\$23 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período 2024. Esta variación se explica principalmente por; **(i) US\$46 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; **(ii) US\$4 millones** por mayores ingresos por menor volumen de venta física; **(iii) US\$24 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; **(iv) US\$9 millones** de mayores costos en servicios asociados al proceso de distribución; y, **(v) US\$5 millones** de mayores costos por transporte de electricidad. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$52 millones** por mayores ingresos por ventas, principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador; y, **(ii) US\$4 millones** de menores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept.-25	sept.-24	Var p.p.	sept.-25	sept.-24	Var
Edesur	17,5%	16,9%	0,5	2,76	2,70	2,1%
Total Segmento Distribución Argentina	17,5%	16,9%	0,5	2,76	2,70	2,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	5.315	5.275	40	0,8%	1.978	1.832	147	8,0%
Costos de explotación	(3.607)	(3.512)	(95)	2,7%	(1.392)	(1.301)	(91)	7,0%
Gastos de personal	(171)	(126)	(44)	35,1%	(59)	(45)	(14)	31,5%
Otros gastos por naturaleza	(359)	(361)	3	(0,8%)	(130)	(106)	(25)	23,2%
Total Segmento Distribución Brasil	1.179	1.275	(96)	(7,6%)	398	380	17	4,5%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$1.179 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una disminución de **US\$96 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** al 30 de septiembre de 2025, en el segmento de distribución de Brasil tuvieron un aumento de **US\$40 millones** equivalente de un **0,8%** respecto a los ingresos registrados en el período 2024. Este aumento se explica principalmente por: **(i) US\$265 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; **(ii) US\$12 millones** por mayores ingresos por **US\$255 millones** por ajustes tarifarios; y, **(iii) US\$43 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$416 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$78 millones** de menores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12; y, **(iii) US\$28 millones** de menores ingresos por encargos sectoriales.

Los **costos de explotación** incrementaron en **US\$95 millones**, o un **2,7%**, en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, respecto al mismo período 2024, y se explican principalmente por: **(i) US\$265 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; **(ii) US\$171 millones** por mayores costos en volumen de compras de energía ocasionada por el aumento de los precios spot debido al empeoramiento de las condiciones hídricas en Brasil; y, **(ii) US\$1 millón** por mayores compras de energía para cubrir la demanda debido al incremento de ventas físicas. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$276 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$42 millones** de menores costos relacionados al uso compartido de postes; **(iii) US\$22 millones** de menores costos de transporte de energía; y **(iii) US\$2 millones** de menores costos por cortes y reconexiones de líneas eléctricas.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$44 millones** respecto al período 2024, principalmente por: **(i) US\$47 millones** de mayores compensaciones al personal; y, **(ii) US\$19 millones** de mayores seguros relacionados al personal. Lo anterior parcialmente compensado con **US\$18 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$3 millones** con respecto al período 2024, principalmente como consecuencia de: **(i) US\$34 millones** de menores capitalizaciones de materiales en activos de inversión; y, **(ii) US\$27 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$55 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Sao Paulo; y, **(ii) US\$5 millones** de mayores costos en servicios tercerizados.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$398 millones**, superiores en **US\$17 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por: **(i) US\$80 millones** por mayores ingresos por; **(A) US\$93 millones** de producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; **(B) US\$65 millones** por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios; compensado con **(C) US\$77 millones** en menores ingresos por encargos sectoriales; **(iii) US\$19 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio; **(iii) US\$47 millones** de menores de costos por volúmenes de compra física de energía; **(iv) US\$43 millones** de menores costos relacionados al uso compartido de postes; **(v) US\$11 millones** de menores seguros relacionados al personal; **(vi) US\$3 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense; **(vii) US\$3 millones** de menores compensaciones al personal; **(viii) US\$2 millones** de mayores capitalizaciones de materiales en activos de inversión. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$74 millones** de mayores costos por precios medios de compra de energía eléctrica; **(ii) US\$47 millones** por menores ingresos por menor actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12; **(iii) US\$14 millones** de mayores costos de servicios tercerizados; **(iv) US\$11 millones** de menores ingresos por volumen físico de energía eléctrica vendida **(-0,1 TWh)**; **(v) US\$9 millones** de menores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Sao Paulo; y, **(vi) US\$9 millones** de mayores costos de transporte de energía eléctrica.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones) (en millones)		
	sept.-25	sept.-24	Var p.p.	sept.-25	sept.-24	Var %
Enel Distribución Rio	20,7%	19,8%	0,9	3,1	3,1	0,6%
Enel Distribución Ceará	13,8%	14,7%	(1,0)	4,3	4,2	1,8%
Enel Distribución Sao Paulo	10,6%	10,3%	0,2	8,6	8,5	1,7%
Total Segmento Distribución Brasil	13,1%	13,2%	(0,1)	16,1	15,9	1,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.629	1.691	(62)	(3,7%)	558	529	29	5,6%
Costos de explotación	(894)	(964)	70	(7,3%)	(302)	(307)	5	(1,8%)
Gastos de personal	(29)	(28)	(1)	4,6%	(9)	(9)	-	2,2%
Otros gastos por naturaleza	(121)	(90)	(31)	34,9%	(37)	(31)	(6)	21,2%
Total Segmento Distribución Colombia	585	610	(25)	(4,0%)	211	183	28	15,4%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$585 millones** durante 2025, lo que representa una disminución de **US\$25 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$62 millones**, equivalente a una baja de un **3,7%**, y se explican principalmente por; **(i) US\$58 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, como consecuencia de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(ii) US\$34 millones** de menores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y precios spot. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$17 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados; y **(ii) US\$12 millones** de mayores ingresos por volumen en la venta física de energía.

Los **costos de explotación** disminuyeron **US\$70 millones**, o un **7,3%**, los que se explican principalmente por; **(i) US\$44 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía; y, **(ii) US\$32 millones** de efecto positivo por conversión de cifras originado por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$4 millones** de mayores costos de transporte.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2025.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$31 millones**, principalmente por; **(i) US\$20 millones** de mayores gastos operativos relacionados a contingencia con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025; **(ii) US\$8 millones** por mayores costos de compra de materiales e insumos para la operación; y, **(iii) US\$8 millones** por mayores costos en mantenimientos para la operación. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$4 millones** por el efecto positivo en conversión de cifras por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$211 millones**, superiores en **US\$28 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Este incremento se explica principalmente por; **(i) US\$8 millones** de menores costos por menores precios en compra de energía; **(ii) US\$8 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados; **(iii) US\$7 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre de 2024; **(iv) US\$5 millón** de mayores gastos operativos relacionados a contingencia con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025; y, **(v) US\$4 millones** de mayores volúmenes de venta física.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept.-25	sept.-24	Var p.p.	sept.-25	sept.-24	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,1	4,03	3,94	2,3%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,1	4,03	3,94	2,3%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país de operaciones continuadas, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las subsidiarias del Grupo Enel Américas, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	sept.-25			sept.-24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	27	-	27	17	(2)	15
Brasil	422	(151)	271	494	(145)	350
Colombia	639	(63)	576	512	(58)	453
Centroamérica	154	(38)	116	124	(41)	83
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.242	(252)	990	1.147	(246)	901
Distribución:						
Argentina	145	(160)	(15)	42	(139)	(97)
Brasil	1.179	(597)	581	1.275	(515)	760
Colombia	585	(116)	469	610	(123)	487
Total Segmento de Distribución	1.909	(874)	1.035	1.926	(777)	1.149
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(29)	(74)	(62)	(19)	(81)
Total Consolidado Enel Américas	3.106	(1.155)	1.951	3.011	(1.042)	1.969

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	3T2025			3T2024		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	9	-	9	10	-	10
Brasil	158	(48)	110	158	(50)	108
Colombia	227	(23)	204	155	(21)	134
Centroamérica	54	(13)	41	60	(12)	48
Total Segmento de Generación y Transmisión	448	(84)	364	382	(83)	299
Distribución:						
Argentina	(6)	(46)	(53)	17	(55)	(38)
Brasil	398	(207)	190	380	(156)	224
Colombia	211	(42)	169	183	(41)	142
Total Segmento de Distribución	602	(295)	307	580	(252)	327
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(11)	(32)	(23)	(6)	(29)
Total Consolidados Enel Américas	1.029	(390)	640	939	(341)	598

La depreciación, amortización y deterioro de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$1.155 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2025, aumentando en **US\$113 millones** con respecto al período 2024.

La depreciación y amortización ascendieron a **US\$916 millones** al 30 de septiembre de 2025, monto que es **US\$72 millones** mayor al registrado durante 2024 y se explica principalmente por; **(i) US\$44 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; **(a) Brasil con US\$52 millones**; **(b) Argentina con US\$2 millones**; y; **(c) una disminución de US\$10 millones en Colombia**; **(ii) US\$9 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Colombia y; **(iii) mayor depreciación por US\$8 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron **US\$239 millones**, al 30 de septiembre de 2025, registrando un incremento de **US\$41 millones** respecto a 2024. Este incremento se explica principalmente por; **US\$ 51 millones** por



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros, compuestas por **(a)** incrementos de **US\$68 millones** por la aplicación de NIIF 9 por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada principalmente en las compañías de **Enel Distribución Sao Paulo, Edesur, Enel Distribución Rio y Enel Colombia**; y **(b)** disminuciones por **US\$17 millones** de menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros en **Enel Ceará, EGP Brasil** y por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar. Lo anterior se compensa parcialmente con **US\$11 millones** de menores de ajustes relacionados a activos de larga vida de generación y proyectos de soluciones energéticas avanzadas, según el siguiente detalle; **(a) Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$6 millones** asociadas a proyecto renovable; y, **(b) Guatemala** con **US\$4 millones** asociados a proyectos renovables.

En el tercer trimestre de 2025, **la depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$390 millones**, aumentando en **US\$48 millones** con respecto del cierre del mismo período del 2024.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$316 millones** en el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2025, monto que es **US\$32 millones** mayor al registrado en el mismo período del 2024; principalmente por; **(i) US\$19 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; países como; **(a) Brasil** por **US\$31 millones**, compensado parcialmente por; **(b) Argentina** por **US\$12 millones**; y; **(c) US\$1 millón** en **Colombia**; y, **(ii)** mayor depreciación por **US\$8 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil, Colombia.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron en el tercer trimestre de 2025, un monto de **US\$74 millones**, registrando un incremento de **US\$17 millones** respecto al mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por **US\$19 millones** por; **(i) US\$28 millones** de mayor reconocimiento de deterioro por activos financieros principalmente en **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Sao Paulo, y Edesur** por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada, de acuerdo a las directrices de la NIIF 9; y, **(ii) US\$10 millones** de menores pérdidas por deterioro de activos financieros brasileños en **Enel Distribución Ceará, y EGP Brasil** debido a mejores perspectivas de cobro de sus cuentas por cobrar en contraste al mismo trimestre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %	3T2025	3T2024	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	15	35	(20)	(57,0%)	8	8	0	1,5%
Brasil	195	221	(27)	(12,0%)	63	63	1	0,8%
Colombia	20	31	(11)	(35,8%)	6	8	(1)	(18,6%)
Centroamérica	3	3	0	10,7%	1	1	0	32,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	46	44	2	5,1%	11	31	(20)	(65,4%)
Total Ingresos Financieros	280	335	(55)	(16,5%)	89	110	(21)	(19,0%)
Gastos Financieros:								
Argentina	(137)	(261)	125	(47,7%)	(54)	(52)	(2)	3,9%
Brasil	(535)	(620)	85	(13,7%)	(187)	(149)	(38)	25,8%
Colombia	(254)	(216)	(38)	17,4%	(77)	(65)	(13)	19,6%
Centroamérica	(9)	(12)	3	(24,0%)	(3)	(3)	1	(19,7%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(28)	(70)	41	(59,5%)	(9)	(12)	3	(22,9%)
Total Gastos Financieros	(963)	(1179)	216	(18,3%)	(331)	(281)	(50)	17,6%
Diferencias de cambio:								
Argentina	4	12	(8)	(66,0%)	4	1	4	n.a.
Brasil	(13)	(76)	63	(83,1%)	2	(9)	11	(121,2%)
Colombia	6	-	-	(381,1%)	-	1	-	(62,5%)
Centroamérica	(1)	-	-	62,3%	-	(1)	1	(163,4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(14)	(7)	(7)	91,0%	(1)	12	(13)	(108,9%)
Total Diferencias de Cambio	(18)	(74)	56	(75,7%)	6	4	2	65,6%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	127	288	(161)	(55,9%)	29	75	(46)	(61,4%)
Total Resultado Financiero Enel Américas	(574)	(629)	55	(8,8%)	(207)	(92)	(114)	124,2%
Otras ganancias (pérdidas):								
Colombia	1	-	1	n.a.	-	-	-	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	1	(1)	(100,0%)	-	-	-	(95,7%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	4	(3)	(75,5%)	-	2	(2)	(84,4%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Colombia	(1)	-	-	37,3%	-	-	-	6,7%
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	(3)	-	(2)	n.a.	-	-	-	(123,8%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	(2)	3	(5)	(148,7%)	-	2	(2)	(82,6%)
Resultado Antes de Impuesto	1.375	1.343	32	2,4%	433	508	(75)	(14,7%)
Impuestos:								
Argentina	(10)	(23)	13	(55,9%)	22	5	18	380,2%
Brasil	(112)	(173)	61	(35,1%)	(47)	(60)	13	(21,9%)
Colombia	(274)	(254)	(20)	8,0%	(99)	(77)	(22)	29,2%
Centroamérica	(34)	(23)	(11)	48,1%	(10)	(11)	1	(11,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(15)	(14)	(2)	11,9%	1	15	(14)	(95,3%)
Total Impuesto sobre Sociedades	(446)	(486)	40	(8,3%)	(133)	(128)	(5)	3,5%
Resultado después de impuestos	930	857	73	8,5%	300	379	(79)	(20,8%)
Resultado de operaciones discontinuadas	-	1.888	(1.888)	(100,0%)	-	(114)	114	(100,0%)
Resultado del Período	930	2.745	(1.815)	(66,1%)	300	265	35	13,2%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	641	2.466	(1.824)	(74,0%)	209	176	33	19,0%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	289	280	9	3,2%	91	90	2	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida de US\$574 millones** en período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una menor pérdida de **US\$55 millones** respecto a la registrada durante el período 2024. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Menores **ingresos financieros** por **US\$55 millones**, principalmente explicados en Brasil por: (i) **US\$42 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia; (ii) **US\$29 millones** de menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$8 millones** de menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por, producto de cuentas por cobrar a VOSA; (iv) **US\$4 millones** por menores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar; y (v) **US\$3 millones** de menores ingresos financieros por menores cobros de intereses a clientes. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$133 millones** de menores actualizaciones de impuestos de compañías brasileñas; y, (ii) **US\$5 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la mayor inflación registrada en dicho país en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, respecto al 2024.

En el tercer trimestre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en **US\$21 millones** en comparación al período anterior. Lo que se explica principalmente por: (i) **US\$40 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia; (ii) **US\$11 millones** por menores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar; (iii) **US\$2 millones** por mayores cobros de intereses a clientes y, (iv) menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$ 1 millón**, producto de cuentas por cobrar a VOSA. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$138 millones** de menores impuestos de compañías brasileñas; (ii) **US\$6 millones** de mayores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; y, (iv) **US\$2 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la menor inflación registrada en dicho país en el tercer trimestre respecto al período anterior.

(b) Menores **gastos financieros** por **US\$216 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$113 millones** por menores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; (ii) **US\$58 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; (vii) **US\$54 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$39 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (iv) **US\$34 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; (v) **US\$18 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil; y, (vi) **US\$18 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$56 millones** de mayor reconocimiento de intereses asociados a contingencia con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025; (ii) **US\$31 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones; (iii) **US\$14 millones** mayores actualizaciones de arrendamientos; (iii). **US\$12 millones** de mayores activaciones de gastos financieros en proyectos, y, (iv) **US\$4 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda en período al 2024 en **Enel Colombia** y en Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada**.

En el tercer trimestre los gastos financieros tuvieron un aumento de **US\$50 millones** explicado principalmente por: (i) **US\$13 millones** de mayores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$25 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones; (iii) **US\$19 millones** de mayor reconocimiento de de intereses asociados a contingencia con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025; (iv) **US\$19 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en **Brasil**; (v) **US\$12 millones** de mayor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la Compañía en Brasil; (vi) **US\$12 millones** mayores actualizaciones de arrendamientos; y, (vii) **US\$2 millones** de mayores activaciones de gastos financieros en proyectos. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$42 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (ii) **US\$13 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; y, (iii) **US\$3 millones** de mayores gastos financieros asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina.

(c) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$161 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre.

En el tercer trimestre de 2025, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó una disminución de **US\$46 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Ingresos por **diferencias de cambio** evidencian un mayor ingreso de **US\$56 millones** al comparar con período 2024, debido principalmente a: (i) **US\$110 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

cobrar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y, **(ii) US\$1 millón** por mayor reconocimiento de diferencias de cambio en **Enel Generación El Chocón**, las cuales incluyen el efecto de cuentas por pagar expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$51 millones** por menor ingreso por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; **(ii) US\$2 millones** por menor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados.

En el tercer trimestre de 2025, las **diferencias de cambio** generaron un ingreso por **US\$2 millones**, respecto a igual período del 2024 explicada principalmente por; **(i) US\$39 millón** en **Enel Américas**, por diferencia de cambio positiva asociada a dividendos de subsidiarias extranjeras y sobre efectivo y equivalentes de efectivo; **(ii) US\$27 millones** por mayor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados **(iii) US\$22 millones** por mayor ingreso por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación. Estos efectos fueron parcialmente compensados por **US\$84 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación.

Las **otras ganancias (pérdidas)** registran un menor ingreso de **US\$3 millones** los cuales se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

En el tercer trimestre de 2025 las **otras ganancias (pérdidas)** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$446 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un menor gasto impositivo de **US\$40 millones** respecto del período 2024. Esta variación se explica principalmente por; **(i) US\$55 millones** de menor gasto por impuestos en este período, producto del registro de mayores impuestos en el primer trimestre de 2024 por indemnización asociada al término del contrato de concesión de **Enel CIEN** en Brasil; **(ii)** menores impuestos por **US\$42 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por; **(A) US\$93 millones** de menores impuestos por efecto de la inflación; compensado con, **(B)** mayores impuestos por **US\$45 millones** debido al ingreso correspondiente al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones; y; **(C)** efecto positivo de conversión de cifras por **US\$6 millones** originada por la apreciación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense; asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; y, **(iii) US\$21 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores en **Enel Distribución Río** en Brasil. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; **(i)** mayores impuestos por **US\$32 millones** en **Enel Generación El Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; **(ii) US\$31 millones** de mayores impuestos por el aumento de resultados en las sociedades de Colombia; **(iii)** mayores impuestos por **US\$16 millones** por mayores resultados la parte restante de compañías brasileñas exceptuando las ya descritas; y, **(iv) US\$4 millones** de mayores impuestos de sociedad peruana **Enel Generación Piura**.

El **impuesto a las ganancias** en el tercer trimestre de 2025 tuvo un mayor gasto de **US\$5 millones** respecto al mismo período del 2024 el cual se explica principalmente por; **(i) US\$22 millones** de mayores impuestos por mayores resultados en las sociedades de **(A) Colombia** por **US\$21 millones**; y, **(B) US\$1 millón** de mayor impuesto por la parte restante de compañías brasileñas exceptuando la ya descritas. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por menores impuestos por; **(i) Enel Distribución Río** en Brasil por **US\$14 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores; y, **(ii) US\$5 millones** de sociedad peruana **Enel Generación Piura**.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** representa un una disminución **US\$1.888 millones** respecto al período 2024, correspondiente a menores resultados en operaciones discontinuadas, por la contribución que entregaban al resultado las operaciones de **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú** en el primer semestre de 2024 y que fueron vendidas en el segundo trimestre del mismo año.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** durante el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2025, representa un incremento **US\$114 millones** respecto al mismo período de 2024, correspondiente a menores resultados en operaciones discontinuadas, por la contribución que entregaban al resultado las operaciones de **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú** en el primer trimestre de 2024 y que fueron vendidas en el segundo trimestre del mismo año.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	sept.-25	dic.-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	6.630	7.419	(789)	(10,6%)
Activos No Corrientes	27.958	24.065	3.893	16,2%
Total Activos	34.588	31.484	3.104	9,9%

El total de activos de Enel Américas al 30 de septiembre de 2025 aumentaron en **US\$3.104 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Activos Corrientes** presentan una baja de **US\$789 millones**, equivalente a un **10,6%**, principalmente explicado por:
 - La disminución del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$1.868 millones**, compuesto principalmente por:
 - (1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$1.235 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros;
 - (2) Salida neta de flujos por actividades de inversión por **US\$1.908 millones**, que corresponden a egresos de flujo de efectivo por: (i) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$773 millones**; (ii) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$766 millones**; (iii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$505 millones**; (iv) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$21 millones**; (v) **US\$471 millones** en otras partidas por utilización de efectivo por otros conceptos de actividades de inversión correspondiente un depósito de uso restringido, destinado al pago oportuno de las obligaciones legales originadas en el proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas**. Estos ingresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$519 millones**; (ii) **US\$84 millones** por recuperaciones de préstamos a empresas relacionadas y su interés; (iii) **US\$6 millones** de flujos procedentes de la venta y pérdida de control correspondiente de la compañía **ZE Colombia**; y, (iv) **US\$3 millones** por ingresos procedentes de instrumentos derivados.
 - (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$1.323 millones** que se relacionan con erogaciones relacionadas con: (i) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$1.374 millones**; (ii) **US\$874 millones** de dividendos pagados; (iii) **US\$384 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; (iv) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$269 millones**; y, (v) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$67 millones**. Las anteriores erogaciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) **US\$1.523 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$687 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$837 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; (ii) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$90 millones**; y, (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$32 millones**.
 - (4) Aumento de **US\$122 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, e;
 - (5) Incremento de **US\$6 millones** por la variación asociado a disponibles para la venta.
 - Incremento de **otros activos financieros corrientes** por **US\$449 millones**, que se explican principalmente por instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando en; **Enel Américas** por **US\$469 millones** correspondiente a depósito de uso restringido, para el pago de las obligaciones legales originadas en el proceso de adquisición de acciones de propia emisión, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$46 millones**, **Enel Generación El Chocón** por **US\$3 millones**, y, **EGP Volta Grande** por **US\$2 millones**, los que se compensan parcialmente por disminución en el mismo ítem en **Enel Brasil** por **US\$46 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$13 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$12 millones**, **Enel Colombia** por **US\$1 millón**, y en **Edesur** con **US\$1 millón**.
 - Incremento de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$26 millones**, que se explican por (i) **US\$30 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención; (ii) **US\$21 millones** de mayores gastos en servicios de investigación y desarrollo; y, (iii) **US\$6 millón** de mayores impuestos Pis/Cofins en las sociedades de distribución en Brasil. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por disminución de: (i) **US\$21 millones** de disminución en otros activos no financieros corrientes, (ii) **US\$5 millones** de menores servicios en curso prestados por terceros; y, (iii) **US\$4 millones** de menores gastos pagados por anticipado.
 - Incremento en **deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$753 millones**, que se explica principalmente por efecto positivo de conversión por: (i) **US\$317 millones** de aumento por volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil, (ii) **US\$304 millones** producto de la apreciación experimentada por el real brasileño, y peso colombiano con respecto al dólar estadounidense respecto al período anterior; (iii) **US\$139 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur** y **Enel Trading Argentina**; y, (iv) **US\$4 millones** de mayores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Generación Piura**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$12 millones** de menores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia**.
 - Incremento de **inventarios** por **US\$144 millones**, básicamente por efecto positivo de conversión en sociedades de



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

distribución de Brasil ante la apreciación experimentada por el real brasileño frente al dólar estadounidense desde diciembre 2024 al 30 de septiembre de 2025.

- Disminución de **impuestos corrientes** por **US\$50 millones**, originada por **US\$63 millones** por disminución de pagos provisionales de impuesto a la renta en **Enel Perú** por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$14 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Brasil y Colombia** y **(ii) US\$4 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**.
 - Disminución de **activos disponibles para la venta**² por **US\$246 millones**, se origina principalmente por la variación de saldos de activos por la continuidad en **Enel Generación Piura**.
- > Aumento de los **Activos no Corrientes** por **US\$3.893 millones**, equivalente a un **16,2%** principalmente por:
- Incremento de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$1.202 millones**, principalmente explicado por: **(i) US\$653 millones**, debido al efecto positivo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF12 en las sociedades de distribución brasileñas al 30 de septiembre de 2025; y, **(ii) US\$552 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Incremento de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$353 millones**, que se explica principalmente por: **(i) US\$172 millones** por mayores activos en construcción generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; **(ii) mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por US\$81 millones**, **(iii) mayores depósitos judiciales US\$63 millones**; **(iv) mayores otros conceptos varios por US\$20 millones**; y, **(v) mayores impuestos al valor agregado por cobrar por US\$17 millones**.
 - Incremento de **cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$225 millones**, que corresponden principalmente a acumulaciones y menores traspasos al corto plazo de cuentas comerciales, de acuerdo a; **US\$176 millones** de compañías distribuidoras brasileñas **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará**; **US\$60 millones Enel Trading Brasil**; y de **US\$38 millones de Enel Colombia**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **Enel X Brasil con US\$28 millones** y, **US\$21 millones en Enel Generación El Chocón**.
 - Incremento de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$185 millones** compuesto principalmente por: **(i) incremento por US\$374 millones** relacionados con el efecto de conversión de las distintas monedas funcionales en que opera la compañía; **(ii) aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por US\$255 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil; **(iii) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por US\$21 millones**, e, **(iv) incremento de otros movimientos por US\$7 millón**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) disminución por amortización del período por US\$469 millones**; y, **(ii) disminución por retiros por US\$4 millones**.
 - Incremento de **plusvalía** por **US\$167 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada correspondientes a; **(i) el real brasileño por US\$160 millones**, y **(ii) peso colombiano por US\$8 millones**.
 - Incremento de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$1.479 millones** compuesto principalmente por; **(i) aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por US\$734 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; **(ii) incremento por US\$725 millones** relacionados con el efecto de conversión; **(iii) disminución por depreciación del período por US\$416 millones**; **(iv) retiros de servicios por US\$9 millones**. **(v) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por US\$412 millones**; **(vi) US\$57 millones** aumento en disponibles para la venta por la continuidad en **Enel Generación Piura**; y **(vii) disminución por otros movimientos por US\$24 millones**.
 - Incremento de **activos por derechos de uso** por **US\$209 millones**, compuesto principalmente por; **(i) aumento por reconocimiento de nuevos contratos por US\$141 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia; **(ii) incremento por US\$36 millones** relacionados con el efecto de conversión; **(iii) disminución por depreciación del período por US\$45 millones**; **(iv) menor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por US\$1 millón**; **(v) US\$86 millones** de aumento en disponibles para la venta por la continuidad en **Enel Generación Piura**; y, **(vi) disminución por modificación de contratos por US\$7 millones**.
 - Incremento de **activos por impuestos diferidos** por **US\$80 millones**, explicado principalmente por efecto positivo de conversión en sociedades brasileñas producto de la apreciación experimentada por el real brasileño respecto del dólar estadounidense.

² Para mayor información ver Nota N° 5.1 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2025.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	sept.-25	dic.-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.458	7.115	343	4,8%
Pasivo No Corriente	8.636	7.962	674	8,5%
Patrimonio Total	18.494	16.407	2.087	12,7%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	16.066	14.130	1.936	13,7%
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.428	2.277	151	6,6%
Total Patrimonio y Pasivos	34.588	31.484	3.104	9,9%

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 30 de septiembre de 2025 aumentaron en **US\$3.104 millones** respecto de 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en **US\$343 millones**, equivalentes a un **4,8%** explicado principalmente por:
 - Aumento de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$552 millones** principalmente por: (i) obligaciones bancarias por obtención de préstamos y obligaciones con el público, tales como; **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$402 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$179 millones**, **Enel Generación Piura** por **US\$69 millones**, **Enel Américas** por **US\$39 millones**, **Edesur** por **US\$12 millones**, y **EGP Volta Grande** por **US\$5 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por pagos pago de obligaciones bancarias por; (i) **Enel Colombia** por **US\$123 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$26 millones**; y **Enel Brasil** por **US\$6 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos corrientes** por **US\$35 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Aumento de **cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US\$995 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento de obligación relacionado al proceso de recompra de acciones de **Enel Américas** por **US\$471 millones** vinculadas a la obligación irrevocable para adquirir acciones de propia emisión; (ii) aumento de cuentas por pagar por subsidios de "baja renta" por **US\$220 millones** (ii) aumento de cuentas por pagar en servicios por **US\$207 millones**; (iii) **US\$196 millones** de mayores pasivos por compras de energía; (iv) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$581 millones**, (v) **US\$58 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (vi) **US\$49 millón** de aumento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo; (vii) **US\$45 millones** de aumento de cuentas por pagar relacionadas al impuesto a la renta; y, (viii) **US\$19 millones** de aumento de cuentas por pagar relacionadas investigación y desarrollo. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (iv) de menores cuentas por pagar a **CAMMESA** por **US\$200 millones**; (i) **US\$110 millones** de menores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; (ii) de menores cuentas por pagar al personal por **US\$65 millones**; y, (iii) disminución de **US\$5 millones** de dividendos por pagar a terceros.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$723 millones**, principalmente por; (i) disminución en dividendos por pagar a la matriz **ENEL S.p.A.** por **US\$639 millones**; y, (ii) **US\$136 millones** de disminución de las cuentas por pagar a **EFI** debido a pagos efectuados de las subsidiarias brasileras; y, (iii) **US\$48 millones** de aumento de cuentas por pagar con sociedades relacionadas con la matriz que prestan servicios técnicos e informáticos a las subsidiarias de **Enel Américas**; entre las que destacan; (1) **US\$78 millones** de incremento de cuentas por pagar con **Enel Grids**; (2) **US\$7 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Enel X S.R.L.**, compensados con (3) **US\$35 millones** de disminución en cuentas por pagar con **Enel Green Power S.p.A.**; y, (4) **US\$3 millones** de disminución en cuentas por pagar con **Enel S.p.A.**
 - Aumento de **otras provisiones corrientes** por **US\$80 millones**, principalmente explicada por; (i) **US\$53 millones** de mayores provisiones varias; (ii) **US\$16 millones** en mayores provisiones por obligaciones medioambientales de la subsidiaria **Enel Colombia S.A.**; y, (iii) **US\$15 millones** por mayores provisiones por reclamaciones legales. Lo anterior fue parcialmente compensado con menores provisiones de impuestos de **US\$2 millones**.
 - Disminución de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$518 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$628 millones** de menor provisión de impuesto renta por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**. Lo anterior fue parcialmente compensado (i) **Edesur** con mayor provisión de impuestos por **US\$61 millones**; (iii) en **Enel Generación El Chocón** por **US\$13 millones**; y, (iii) en **Enel Colombia** por **US\$35 millones** y (ii) mayor provisión de impuestos en Brasil de **US\$1 millón**.
 - Aumento de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$37 millones**, básicamente originados por: (i) incremento en impuesto al valor agregado débito fiscal a pagar por **US\$45 millones**; en contraste con (i) disminución en otros impuestos de retención por **US\$8 millones**.
 - Disminución de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$113 millones** se origina principalmente se origina principalmente por la variación de saldos de activos por la continuidad en **Enel Generación Piura**.

- > Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **US\$674 millones**, equivalente a un **8,5%**, y se explica principalmente por:
- Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$389 millones**, fundamentalmente explicado por; **(iii)** efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias colombianas por **US\$220 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025; **(ii)** efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias brasileñas por **US\$194 millones** por apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025; **(i)** **US\$72 millones** obtención de deuda de Argentina; Lo anteriormente parcialmente compensado por traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$98 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos no corrientes** por **US\$100 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Aumento de **cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US\$242 millones explicada** por; **(i)** **US\$173 millones** de aumento de créditos Pis/Cofins a pagar por cuenta de terceros de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; **(ii)** **US\$63 millones** de mayores cuentas varias por pagar; **(iii)** **US\$28 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; y; **(ii)** **US\$14 millones** de aumento de cuentas por pagar en investigación y desarrollo. Lo anterior, fue parcialmente compensado por; **(ii)** **US\$34 millones** asociado a una disminución por la renegociación que sostuvo **Edesur** con **CAMMESA** en Argentina, regularizando las deudas pendientes entre las partes y situando su liquidación en los pasivos no corrientes; y; **US\$3 millones** de disminución de cuentas por pagar relacionados a servicios.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes** por **US\$23 millones**, explicada por pagos de las subsidiarias brasileñas a **EFI**.
 - Aumento de **otras provisiones no corrientes** por **US\$113 millones**, principalmente explicada por; **(i)** mayores provisiones por reclamaciones legales por **US\$69 millones**; **(ii)** **US\$27 millones** de mayores provisiones relacionadas al medio ambiente; **(iii)** **US\$12 millones** de mayores provisiones de impuestos; y; **(iii)** mayores provisiones relacionadas a desmantelamientos futuros de **US\$6 millones**.
 - Disminución de **pasivo por impuestos diferidos** por **US\$22 millones** se relacionan con incremento neto de impuestos diferidos por actualización por hiperinflación en subsidiaria argentina **Edesur**.
 - Disminución en las **provisiones por beneficios a los empleados no corrientes (obligaciones por beneficios post-empleo)** por **US\$123 millones** que se explican por **(i)** **US\$357 millones** de menores aportes en el período; **(ii)** **US\$45 millones** por disminución en el financiamiento mínimo requerido de acuerdo a CINIIF 14; **(iii)** **US\$19 millones** por disminución por cambios en el límite de activos; y; **(iv)** **US\$8 millones** de disminución por beneficios pagados en el período. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** aumento de **US\$115 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii)** **US\$76** de aumento por actualización de supuestos de variables actuariales en las sociedades de Brasil **millones**; **(iii)** **US\$63 millones** de aumento por devengamiento de intereses; **(iv)** **US\$27 millones** de pérdidas en rendimiento de los activos del plan; **(v)** **US\$22 millones** de aumento en el rendimiento de los activos del plan; y; **(vi)** **US\$2 millones** de aumento encostos del servicio.
- > El **Patrimonio total** aumentó en **US\$2.087 millones**, explicado por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US\$1.936 millones** principalmente por; **(i)** aumento por la utilidad del período por **US\$641 millones**; **(ii)** disminución del período en beneficios a empleados en planes definidos por **US\$40 millones**; **(iii)** disminución por cambios contables referidos a la consolidación de Enel Generación Piura por **US\$ 10 millones** y; **(iii)** aumento de otras reservas por **US\$1.346 millones**, principalmente por; **(a)** mayores diferencias de conversión positivas por **US\$1.636 millones**; **(b)** disminución de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US\$6 millones**; **(c)** reservas positivas por **US\$183 millones**, por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina; y; **(d)** **US\$471 millones** de disminución correspondiente al programa de adquisición de acciones de propia emisión, con el objetivo de optimizar la estructura de capital y mejorar el retorno por acción al accionista.
 - Las **participaciones no controladoras** aumentaron en **US\$151 millones** y se explican principalmente por; **(i)** disminución por declaración de dividendos por; **US\$247 millones**; **(ii)** aumento de otras reservas varias por **US\$71 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina y; **(iii)** **US\$38 millones** aumento de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión; **(iv)** **US\$289 millones** por aumento por la utilidad del período; y **(v)** **US\$25 millones** por disminución de porcentaje de participación en Enel Ceará ya que emitió acciones preferentes A y B durante el mes de julio y agosto de año 2025, además de las ordinarias ya existentes.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Unidad	sept.-25	dic.-24	sept.-24	Variación	Var %	
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,89	1,04	-	(0,15)	(14,8%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,81	0,98	-	(0,17)	(17,4%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(828)	304	-	(1.132)	(372,4%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,87	0,92	-	(0,05)	(5,3%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	46,3%	47,2%	-	(0,8) p.p.	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	53,7%	52,8%	-	0,8 p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,64	-	3,12	0,52	16,5%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	18,7%	-	19,0%	(0,3) p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	5,1%	-	16,6%	(11,5) p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	3,2%	-	8,0%	(4,8) p.p.	-

(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 (iii) Pasivos Corrientes.

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles al 30 de septiembre de 2025 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles a al 30 de septiembre de 2025 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2025 alcanzó **0,89 veces**, inferior en un **14,8%** respecto al indicador al 30 de septiembre de 2024. Esta variación se origina principalmente por disminución del efectivo y equivalentes al efectivo, dado que en año anterior contiene recaudaciones procedentes de las ventas de **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024, y mayores cuentas por pagar en dividendos a nuestra matriz **Enel S.P.A.** en mismo año.
- La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2025 alcanzó **0,81 veces**, inferior en un **17,4%** respecto al indicador al 30 de septiembre de 2024, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente además de menores inventarios mantenidos al 30 de septiembre de 2025.
- El **capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2025 asciende a **US\$828 millones** negativo lo que representa una disminución de **US\$1.132 millones** respecto a diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente la obtención de préstamos de **Enel Distribución Sao Paulo**.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,87 veces** inferior en un **5,3%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se origina principalmente por un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US\$930 millones** y mayores diferencias de conversión positivas por **US\$1.636 millones**, durante el período terminado al 30 de septiembre de 2025.
- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 30 de septiembre de 2025 fue de **3,64 veces**, lo cual representa un aumento de **16,5%** comparado con el mismo período de 2024, principalmente a un incremento del EBITDA por mayores resultados en los negocios de distribución en Argentina, y generación en Colombia y Centroamérica.
- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **5,1%** al 30 de septiembre de 2025, lo que se compara con una rentabilidad positiva de **16,6%** registrado en el mismo período de 2024. Esta disminución se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un **3,2%** al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una baja de **(4,8) p.p.** respecto al **8,0%** presentado comparando el período de 2024. Esta baja también se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** ocurrida durante el primer semestre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del período fue un monto negativo de **US\$1.996 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2025, lo que representa una disminución de **US\$3.535 millones** con respecto al mismo período de 2024.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	sept.-25	sept.-24	Variación	Var %
Flujo de la Operación	1.235	1.669	(434)	(26,0%)
Flujo de Inversión	(1.908)	2.491	(4.399)	(176,6%)
Flujo de Financiamiento	(1.323)	(2.621)	1.298	(49,5%)
Flujo neto del período	(1.996)	1.539	(3.535)	(229,7%)

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$1.235 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025, representando una disminución de un **26,0%**, equivalentes a **US\$434 millones** con respecto al mismo período 2024. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por; **(i) US\$566 millones** de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; **(ii) US\$204 millones** de mayores pagos en impuestos; **(iii) US\$69 millones** de mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; y **(iv) US\$9 millones** de mayores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(iii) US\$186 millones** menores pagos por otras actividades de operación; **(iii) US\$127 millones** de menores pagos a y por cuenta de los empleados; **(iv) US\$85 millones** de menores cobros de otras actividades y, **(v) US\$16 millones**; de mayores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias por de la operación.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una menor recaudación de flujos de **US\$4.399 millones** al 30 de septiembre de 2025, al compararlo con el mismo período del 2024, que se explica principalmente por; **(i) US\$4.248 millones** de menores recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por los ingresos de efectivo registrados en 2024 por las ventas de **Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú**; **(ii) US\$463 millones** por mayores salidas de conceptos diversos por; **(A) US\$471 millones** correspondiente un depósito de uso restringido, destinado al pago oportuno de las obligaciones legales originadas en el proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas**; compensado con, **(B) US\$8 millones** de otros conceptos varios; y, **(iii) US\$29 millones** de menores cobros relacionados a instrumentos derivados. **(iv) US\$66 millones** por menores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; **(iii) US\$24 millones** por menor intereses obtenidos en inversiones; **(v) US\$10 millones** de mayores pagos relacionados a instrumentos derivados; y **(vi) US\$6 millones** de menores cobros por préstamos a empresas relacionadas.

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por; **(ii) US\$287 millones** por menores compras de inversiones a más de 90 días; **(i) US\$150 millones** por menores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; **(v) US\$8 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo de **Enel Colombia** en contraste a periodo anterior; y.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un menor egreso de efectivo por **US\$1.298 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2025 comparado con el mismo período del 2024, originados principalmente por; **(i) US\$1.857 millones** de menores pagos de préstamos a empresas relacionadas; **(ii) US\$636 millones** de menores pagos de créditos bancarios y financiamiento con bonos; **(iii) US\$192 millones** de menores pagos de intereses; **(iv) US\$237 millones** de menores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; y, **(v) US\$27 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.

Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$1.084 millones** de menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; **(ii) US\$546 millones** de mayores pagos de dividendos; y **(iii) US\$22 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para el período terminado al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

Información Propiedades, Planta y Equipos

(en millones de US\$)

EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos, y Activos Intangibles			Depreciaciones y amortizaciones		
	sept.-25	sept.-24	Var %	sept.-25	sept.-24	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	-	1	(100,0%)
Enel Colombia Segmento de Generación	558	169	230,2%	66	57	15,8%
Enel Generación Perú S.A.	-	41	(100,0%)	-	-	n.a.
Chinango	-	2	(100,0%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	2	(50,0%)	8	8	0,0%
EGP Volta Grande	-	2	(100,0%)	-	1	(100,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	329	283	16,3%	188	161	16,8%
Edesur S.A.	106	104	1,9%	118	118	0,0%
Enel Distribución Perú S.A.	-	68	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	189	170	11,2%	127	113	12,4%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	230	224	2,7%	97	86	12,8%
Enel Colombia Segmento de Distribución	-	235	(100,0%)	103	113	(8,8%)
Enel Generación Piura S.A.	-	3	(100,0%)	7	-	n.a.
Enel X Brasil	1	5	(80,0%)	5	8	(37,5%)
Enel Green Power Brasil	104	349	(70,2%)	159	141	12,8%
Enel Green Power Centroamérica	21	32	(34,4%)	38	37	2,7%
Total	1.539	1.689	(8,9%)	916	844	8,5%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.

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

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. 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 están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, 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 Américas 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 Américas 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. 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 Américas 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.

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

En relación con la línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero de 2024 y con vencimiento en febrero de 2027, su pago anticipado podría darse lugar tras el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, esta línea de crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

Respecto de los bonos Yankee emitidos en el año 2016, con vencimiento en el año 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado obligatorio debido al no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna Subsidiaria Significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. Mientras que para el caso específico del bono Yankee emitido en el año 1996, con vencimiento en el año 2026, el pago anticipado se desencadena sólo por el incumplimiento de pago de deuda individual por un monto de US\$30 millones, o su equivalente en otras monedas, por parte del Emisor o Deudor, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIQR) 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 Américas, 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 Américas 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 Américas, 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 macrocategorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 subcategorías 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 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, actuando como la primera línea, Controles Internos y Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea). Cada línea 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 y el Directorio de Enel Américas, a su vez, por la segunda y tercera línea.

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.

1.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición bruta:

	al 30.09.2025	al 31.12.2024
	%	%
Tasa de interés fija	24%	24%

Esta razón considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

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.

1.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, 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.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el tercer trimestre de 2025, la gestión del riesgo de tipo de cambio se mantuvo en línea con la política de gestión de riesgos previamente mencionada, sin dificultades de acceso al mercado de derivados.

1.3 Riesgo de commodities

Al 30 de septiembre de 2025, el Grupo Enel Américas continúa expuesto al riesgo de variaciones en los precios de ciertos commodities, principalmente a través de:

- La compra de combustibles para el proceso de generación de energía eléctrica.
- Las operaciones de compraventa de energía realizadas en mercados locales.

Con el objetivo de mitigar el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial que establece niveles de compromisos de venta alineados con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluye cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para los clientes regulados, sometidos a procesos de licitación a largo plazo, se han definido polinomios de indexación que permiten reducir la exposición a las variaciones en los precios de los commodities.

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

En consideración a las condiciones operativas de la generación eléctrica, la hidrología y la volatilidad de los precios de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía verifica de manera constante la conveniencia de implementar coberturas para reducir el impacto de estas variaciones en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2025, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía destinadas a la cobertura del portafolio de contratación.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

1.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un periodo 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 19 y 22.

Al 30 de septiembre de 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$1.209 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US\$ 1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de US\$3.076 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

1.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza la administración del riesgo crediticio aplicando las políticas del grupo, que buscan mitigar impactos, a partir de la evaluación del perfil de riesgo de las contrapartes, análisis de la probabilidad de pagos y cumplimientos, estudio de capacidad crediticia, definición de límites de crédito, definición de límites de exposición, condiciones de pago y monitoreo de las operaciones mientras permanecen vigentes.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente a carteras o cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo históricamente está acotado por las acciones y gestión oportuna de cobranzas preventiva y persuasiva para garantizar el recaudo, así mismo, los plazos de cobro a los clientes es corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales y regulación vigente en cada país. Para este fin se realiza seguimiento y monitoreo permanente a los clientes determinando su score o puntaje, con base a su perfil de pago.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo con la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas, excepto en los casos donde el corte está restringido debido a temas legales, características y atributos de algunos clientes o de sus regiones.

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 los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

1.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.
- Tasa de interés de los gastos financieros.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo periodo (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a US\$433 millones.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

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

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. 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 (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.