



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En el cuarto trimestre de 2025 los ingresos alcanzaron US\$4.064 millones, lo que representa un incremento de 14,4% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por un alza en ingresos en Argentina y Brasil, parcialmente compensado por menores ingresos en Colombia producto de los menores precios medios de venta en el mercado spot.
- Acumulado a diciembre, los ingresos llegaron a US\$14.506 millones, lo que representa un incremento de un 4,3% 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.
- El EBITDA en el cuarto trimestre del año alcanzó US\$1.162 millones, lo que representa un aumento de un 60,5% respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Argentina y Brasil, vinculados a una mayor indexación de tarifa en ambos países, y en Colombia, por la mejora de las condiciones hidrológicas en el país resultando en menores costos de compra de energía. Aislado el impacto positivo de US\$102 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 46% respecto al mismo periodo del año anterior.
- A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US\$4.268 millones, un 14,3% más respecto a 2024. Esto es explicado por un aumento en los resultados de Argentina, Brasil, Colombia y Centroamérica, parcialmente compensado por efecto tipo de cambio por la devaluación de las monedas en los países en que operamos. Aislado el impacto negativo de US\$130 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 18% respecto al mismo periodo del año anterior.

País	EBITDA (en millones de US\$)					
	Acumulado			Trimestral		
	dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Argentina	227	48	377,2%	56	(10)	n.a.
Brasil	2.246	2.231	0,7%	691	511	35,4%
Colombia	1.592	1.304	22,1%	366	182	101,5%
EGP Centroamérica	202	174	16,3%	47	50	(4,5%)
Enel Américas (*)	4.268	3.735	14,3%	1.162	724	60,5%

(*) Incluye Holding, Eliminaciones y Otros

- El Resultado de Explotación (EBIT) del cuarto trimestre de 2025 alcanzó los US\$738 millones, lo que representa un aumento de un 217,0% respecto al cuarto trimestre de 2024, producto del mayor EBITDA y parcialmente compensado por la mayor depreciación y amortización en el período. A nivel acumulado, el EBIT aumentó un 22,1% llegando a US\$2.688 millones.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$319 millones en el cuarto trimestre de 2025, mostrando un aumento significativo de 157,8% respecto a los US\$124 millones registrados en el cuarto trimestre de 2024. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Argentina y Colombia. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US\$960 millones, equivalente a una disminución de un 62,9% explicada por la venta de activos en Perú durante 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 4.809 millones, lo cual representa un aumento de 126,1% respecto al cierre de 2024, explicado principalmente por mayor deuda en las subsidiarias del negocio de distribución en Brasil, menor caja en Enel Américas Holding producto del pago del dividendo con cargo a las utilidades del año 2024, la ejecución del programa de recompra de acciones de propia emisión, y al pago del impuesto relacionado a las ventas de activos en Perú.
- El CAPEX en el cuarto trimestre de 2025 ascendió a US\$836 millones, lo que representa un aumento de 45,0% respecto al cuarto trimestre de 2024, explicado por mayores inversiones en distribución en Brasil y Colombia. Respecto al CAPEX a diciembre de 2025, éste alcanzó US\$2.322 millones, resultando en un aumento de 10,8% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por mayores inversiones en distribución en Argentina, Brasil y Colombia y en generación en Colombia, parcialmente compensado por menores inversiones en generación en Brasil por término de construcción de proyectos en ejecución.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE 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 agregó 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) Operación de venta de subsidiarias operativas 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	Liquidada Noviembre 2025

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú S.A.

A través de las distintas sociedades que componían el segmento de Generación en Perú, éste alcanzaba una capacidad instalada de **2.255 MW**, que se distribuyen entre las siguientes tecnologías:

Generación térmica: Cuenta una capacidad instalada de 1.150 MW totales, que se componen de tres centrales con 8 unidades de generación. Estas magnitudes incluyen las que aporta Enel Generación Piura, que cuenta con una capacidad instalada de 319 MW, de una central que tiene 3 unidades de generación.

Generación hídrica: Cuenta con 8 centrales hidroeléctricas con una capacidad neta instalada de 794 MW, compuestas por dos embalses y 6 centrales con tecnología río de pasada.

Generación Eólica: El parque eólico Wayra, con una capacidad neta instalada de 132 MW está ubicado en el distrito de Marcona. Cuenta con 42 aerogeneradores de 3,15 MW cada uno.

Generación Solar: La Central Solar Fotovoltaica Rubí tiene una capacidad instalada neta de 179 MW, compuesta por 560.880 paneles solares que cubren 400 hectáreas del desierto de Moquegua.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Enel Distribución Perú S.A.A. es una distribuidora de energía peruana que opera en la zona norte de la ciudad de Lima. Su zona de concesión abarca **1.602 km²** y presta servicios a más de **1,5 millones** clientes.

Enel X Perú S.A.C. ofrece tecnologías y servicios inteligentes, simples y rápidos para ayudar a distinto tipo de clientes, haciendo más inteligente decisiones sobre la forma en que se utiliza, crea, almacena y gestiona la energía.

Enel X Way Perú S.A.C. es una compañía participada en un 20% por nuestra subsidiaria **Enel Perú S.A.C.** y se especializa en movilidad eléctrica sostenible con foco en el desarrollo de tecnologías, soluciones de movilidad flexible y carga eléctrica inteligente.

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 S.A.C.**, 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 S.A.C.** 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 S.A.C.** (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 aquélla por parte del **INDECOPI**. La adquisición de las acciones de **Compañía Energética Veracruz S.A.C.** se 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 S.A.C.** 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\$302 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, 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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

la Compraventa ascendió US\$3.089 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 Mantenidos 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 S.A.

Durante el segundo trimestre de 2025, considerando nuevas circunstancias vinculadas al proceso de venta de Enel Generación Piura, 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 31 de diciembre 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\$10 millones**.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025, también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los resultados de dicha subsidiaria, correspondientes a los ejercicios 2024 y 2023, forman parte de los resultados consolidados de operaciones discontinuas 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.

iv) Proceso de liquidación de Enel X Way Perú.

Enel X Way Perú, sociedad en la cual Enel Américas participaba en un 20%, fue liquidada con fecha 19 de noviembre de 2025.

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 Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" 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**).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

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 Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" 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**.

d) Venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena (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 31 DE DICIEMBRE DE 2025

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el cuarto trimestre de 2025, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión aumentó en **67,8%** comparado con igual trimestre de 2024, llegando a los **US\$385 millones**. Esto se explica principalmente por la mejor hidrología en Colombia, llevando a mayor generación propia y menores costos por compras de energía, y Brasil por mayores ingresos vinculados a mayores precios medios de venta.

Considerando el **EBITDA** acumulado durante el ejercicio 2025, en el negocio de generación y transmisión llegó a **US\$1.628 millones**, un **18,2%** más que a igual ejercicio 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 **0,6%** en el cuarto trimestre, explicado principalmente por menores ventas en Brasil y Centroamérica por menor generación renovable, parcialmente compensado por mayores ventas en Argentina y Colombia por mayor generación hidráulica. Las ventas de energía correspondientes al ejercicio 2025 aumentaron **0,6%**, debido principalmente al aumento de ventas en Colombia. A su vez, la **generación de energía** en el cuarto trimestre aumentó un **1,2%** respecto al mismo período 2024, explicado principalmente por mayor generación renovable en Argentina y Colombia, parcialmente compensado por menor generación en Brasil y Centroamérica. Respecto al acumulado al 31 de diciembre de 2025, la generación de energía aumentó un **2,3%** comparado con 2024, debido a la mayor generación en Colombia.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	50,9	50,6	0,6%	12,3	12,3	(0,6%)
Total Generación (TWh)	41,6	40,7	2,3%	9,3	9,1	1,2%

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** aumentó un **44,4%** en el cuarto trimestre de 2025 comparado con el mismo período de 2024, alcanzando los **US\$740 millones**. Esto se explica principalmente por un mejor resultado en Argentina, 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** durante el ejercicio 2025 aumentó **8,6%**, alcanzando **US\$2.649 millones**, explicado por mejor resultado en Argentina, Brasil y Colombia por mayor indexación de tarifa y el efecto positivo en Argentina vinculado al acuerdo de regularización de la deuda con CAMMESA.

Al cierre del 31 de diciembre de 2025, el **número de clientes consolidado** mostró un aumento de **344 mil**, o **1,5%**, en comparación con el mismo ejercicio de 2024, llegando a **23 millones**. Por su parte, las ventas físicas aumentaron **6,1%** en el trimestre, explicado por incrementos en **Edesur**, **Enel Distribución Ceará**, **Enel Distribución Rio**, **Enel distribución Sao Paulo** y **Enel Colombia**. A nivel acumulado, durante el ejercicio 2025 las ventas crecieron un **1,5%** respecto a 2024, explicado principalmente por las mayores ventas en **Enel Distribución Ceará**, y **Enel Distribución Sao Paulo**.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Total Ventas (TWh)	108,6	106,9	1,5%	28,8	27,1	6,1%
Número de clientes (miles)	22.955	22.611	1,5%	22.955	22.611	1,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

RESUMEN FINANCIERO

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

- | | |
|--|--------------------|
| • Caja y caja equivalente | US\$1.904 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | US\$2.034 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ^{(1) y (2)} | US\$1.149 millones |

El aumento de las tasas de interés en Enel Américas (10,3% en Dic-24 vs 11,4% en Dic-25) ⁽³⁾ se originó principalmente por el aumento de la tasa monetaria en Brasil (CDI) de 13,5% a 15%, levemente compensado por la reducción de la tasa en Colombia (IBR) de 9,5% a 9,25%.

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\$700 millones** y forwards por **US\$230 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\$1.286 millones**.

(1) Incluye dos líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de Enel Américas completamente disponible por US\$500 millones y otra de Enel Brasil completamente disponible por US\$149 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 31 DE DICIEMBRE 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 fueron inicialmente clasificados 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 el ejercicio 2025, considerando los avances en el proceso de venta Enel Generación Piura S.A., esta subsidiaria dejó de cumplir las condiciones requeridas por NIIF 5 para ser calificada como mantenida para la venta, y por consiguiente como operaciones discontinuadas, dicho esto, Enel Generación Piura S.A. paso a ser consolidada 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 **13,5 GW**, y la capacidad total instalada de fuentes renovables es del **95,9%** al 31 de diciembre de 2025. Esto es 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.

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 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), Central Dock Sud (hasta el 14 de abril de 2023) y Enel Generación El Chocón¹, 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.**

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía Neta (TWh)(*)						Participación de mercado %	
		Acumulado			Trimestral			dic.-25	dic.-24
		dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	2,4	3,0	(20,2%)	0,5	0,5	4,7%	1,6%	2,0%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	27,2	27,2	0,1%	6,8	6,9	(1,4%)	7,2%	6,3%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	18,6	17,5	6,4%	4,4	4,2	2,7%	26,1%	25,9%
Segmento Generación Centroamérica (***)		2,7	2,9	(8,6%)	0,6	0,7	(14,7%)	8,9%	8,8%
Total operaciones continuadas		50,9	50,6	0,6%	12,3	12,3	(0,6%)		

(*) Se incorporan las ventas reguladas, ventas no reguladas y la posición neta de ventas al spot 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.

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-Aroyito hasta el 31 de diciembre de 2025 inclusive o bien, hasta el perfeccionamiento del concurso público nacional e internacional que se llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador, lo que ocurriera primero. El Grupo operó finalmente el complejo eléctrico El Chocón hasta el 8 de enero de 2026. Para más información ver notas 3.a) y 40.i de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

(**) 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		
	dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %
Segmento de Generación Argentina	2,4	3,0	(20,8%)	0,5	0,5	1,4%
Segmento de Generación Brasil	20,4	21,0	(3,2%)	4,6	5,3	(13,3%)
Segmento de Generación Colombia	16,3	14,0	15,9%	3,6	2,7	33,7%
Segmento Generación Centroamérica	2,6	2,6	(0,3%)	0,6	0,7	(12,9%)
Total	41,6	40,7	2,3%	9,3	9,1	1,2%

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 **23 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 el primer semestre de 2024, de acuerdo a la NIIF 5 cumplían 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 ejercicios acumulados y trimestrales terminados al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh)						Pérdidas de energía %	
	Acumulado			Trimestral			dic.-25	dic.-24
	dic.-25	dic.-24	Var %	4T2025	4T2024	Var %		
Segmento de Distribución Argentina	17,7	17,6	0,6%	4,2	4,1	2,8%	18,2%	17,2%
Segmento de Distribución Brasil	75,4	73,9	2,0%	20,6	19,1	7,8%	13,4%	13,1%
Segmento de Distribución Colombia	15,5	15,4	0,5%	4,0	3,9	1,2%	7,6%	7,5%
Total	108,6	106,9	1,5%	28,8	27,1	6,1%	13,3%	12,9%

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	dic.-25	dic.-24	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.731	2.713	0,6%
Segmento de Distribución Brasil	16.173	15.930	1,5%
Segmento de Distribución Colombia	4.051	3.967	2,1%
Total	22.955	22.611	1,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

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 31 de diciembre 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	44	47	1.388	1.191	1.592	1.782	337	345	3.361	3.365	(179)	(187)	3.182	3.178
Clientes Regulados	-	-	297	323	736	717	171	169	1.204	1.209	8	(43)	1.212	1.166
Clientes no Regulados	-	-	836	775	554	639	63	75	1.453	1.489	(33)	(13)	1.420	1.476
Ventas de Mercado Spot	44	47	253	93	302	426	103	101	702	667	(154)	(131)	548	536
Distribución	1.330	1.281	4.974	4.954	1.085	1.092	-	-	7.389	7.327	33	30	7.422	7.357
Residenciales	580	500	3.071	2.961	632	624	-	-	4.283	4.085	-	-	4.283	4.085
Comerciales	384	332	1.177	1.250	276	285	-	-	1.837	1.867	16	14	1.853	1.881
Industriales	260	224	275	314	116	119	-	-	651	657	17	13	668	670
Otros Consumidores	106	225	451	429	61	64	-	-	618	718	-	3	618	721
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(45)	(45)	(159)	(112)	-	-	(204)	(157)	204	157	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.374	1.328	6.317	6.100	2.518	2.762	337	345	10.546	10.535	58	-	10.604	10.535
Variación en millones de US\$ y %	46	(3,5%)	217	3,6%	(244)	(8,8%)	(8)	(2,3%)	11	0,1%	-	-	69	0,7%

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	10	11	428	335	403	446	85	88	926	880	(48)	(14)	878	866
Clientes Regulados	-	-	101	74	194	154	42	49	337	277	3	(4)	340	273
Clientes no Regulados	-	-	160	218	143	158	17	14	320	390	(9)	(10)	311	380
Ventas de Mercado Spot	10	11	167	43	66	134	26	25	269	213	(42)	-	227	213
Distribución	342	269	1.377	1.218	280	238	-	-	1.999	1.725	7	8	2.006	1.733
Residenciales	164	125	769	721	167	137	-	-	1.100	983	-	-	1.100	983
Comerciales	108	83	349	300	73	60	-	-	530	443	5	4	535	447
Industriales	74	56	79	72	31	24	-	-	184	152	5	4	189	156
Otros Consumidores	(4)	5	180	125	9	17	-	-	185	147	(3)	-	182	147
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(12)	(12)	(44)	6	-	-	(56)	(6)	41	6	(15)	-
Ingresos por Ventas de Energía	352	280	1.793	1.541	639	690	85	88	2.869	2.599	-	-	2.869	2.599
Variación en millones de US\$ y %	72	25,7%	252	16,4%	(51)	(7,4%)	(3)	(3,4%)	270	10,4%	-	-	270	10,4%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 fue de una utilidad de **US\$960 millones**, respecto a los **US\$2.589 millones** de utilidad registrada al 31 de diciembre de 2024, lo que representa una disminución de **US\$1.629 millones**. Esta variación se explica principalmente por los mejores resultados presentados en ejercicio 2024 producto de la contribución de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú durante el ejercicio presente, 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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	%	4T2025	4T2024	Variación	%
Ingresos	14.506	13.904	603	4,3%	4.064	3.552	512	14,4%
Ingresos de actividades ordinarias	12.819	12.616	203	1,6%	3.520	3.132	389	12,4%
Otros ingresos de explotación	1.688	1.288	400	31,0%	543	420	123	29,2%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(8.542)	(8.547)	5	(0,1%)	(2.442)	(2.392)	(50)	2,1%
Compras de energía	(5.660)	(5.904)	244	(4,1%)	(1.574)	(1.726)	152	(8,8%)
Consumo de combustible	(35)	(66)	30	(46,3%)	(7)	(12)	5	(43,1%)
Gastos de transporte	(1.230)	(1.245)	16	(1,3%)	(318)	(280)	(38)	13,6%
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.618)	(1.332)	(286)	21,5%	(542)	(373)	(169)	45,3%
Margen de Contribución	5.964	5.357	607	11,3%	1.622	1.160	462	39,9%
Gastos de personal	(561)	(522)	(39)	7,5%	(146)	(141)	(5)	3,2%
Otros gastos por naturaleza	(1.134)	(1.099)	(35)	3,2%	(314)	(294)	(20)	6,7%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	4.268	3.735	533	14,3%	1.162	724	438	60,5%
Depreciación y amortización	(1.129)	(1.131)	1	(0,1%)	(213)	(287)	74	(25,7%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(89)	(115)	25	(22,1%)	(95)	(110)	14	(13,0%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(361)	(289)	(73)	25,2%	(116)	(96)	(21)	21,8%
Resultado de Explotación (EBIT)	2.688	2.201	487	22,1%	738	233	505	217,0%
Resultado Financiero	(786)	(892)	106	(11,9%)	(213)	(263)	50	(19,2%)
Ingresos financieros	376	452	(76)	(16,7%)	96	117	(20)	(17,4%)
Gastos financieros	(1.307)	(1.588)	281	(17,7%)	(345)	(409)	65	(15,8%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	191	331	(140)	(42,2%)	64	43	21	50,3%
Diferencia de cambio	(47)	(87)	41	(46,6%)	(29)	(13)	(15)	113,4%
Otros Resultados distintos de la operación	-	3	(3)	(92,8%)	1	(1)	2	(375,7%)
Otras Ganancias (pérdidas)	2	5	(3)	(62,0%)	1	1	-	(22,6%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	(2)	(2)	-	(12,2%)	-	(2)	2	(123,2%)
Resultado Antes de Impuestos	1.902	1.312	590	44,9%	526	(31)	557	n.a.
Impuesto sobre sociedades	(556)	(344)	(213)	61,9%	(111)	142	(253)	(177,9%)
Resultado después de impuestos	1.346	969	377	38,9%	415	111	304	273,3%
Resultado de operaciones discontinuadas	-	1.893	(1.893)	(100,0%)	-	5	(5)	(100,0%)
Resultado del Período	1.346	2.861	(1.516)	(53,0%)	415	116	300	258,5%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	960	2.589	(1.629)	(62,9%)	319	124	195	157,8%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	386	272	113	41,6%	97	(8)	104	n.a.
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00904	0,00686	0,00218	31,8%	0,00309	0,00111	0,00198	178,6%
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	-	0,01727	(0,01727)	(100,0%)	-	0,00004	(0,00004)	(100,0%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,00904	0,02413	(0,01509)	(62,5%)	0,00309	0,00115	0,00194	168,6%

(*) 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 en los resultados de 2024 y 2023 (ver más información en nota 5.1 de los estados financieros consolidados).

(**) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024., el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 106.198.273.110.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 ascendió a **US\$4.268 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$533 millones**, equivalente a un **14,3%** respecto a los **US\$3.735 millones** de 2024.

El incremento del **EBITDA** durante el cuarto trimestre de 2025 ascendió a **US\$438 millones**, que se explica principalmente por mejores resultados en Argentina y Brasil, relacionados a una mayor indexación de tarifa en ambos países, y en Colombia, por la mejora de las condiciones hidrológicas en el país resultando en menores costos de compra de energía.

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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	48	49	(2)	(3,1%)	11	7	4	49,7%
Brasil	1.432	1.229	203	16,5%	466	361	105	29,1%
Colombia	1.634	1.857	(224)	(12,0%)	411	497	(86)	(17,3%)
Centroamérica	338	343	(5)	(1,5%)	85	87	(3)	(3,1%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	3.451	3.478	(27)	0,8%	973	953	20	2,1%
Distribución:								
Argentina	1.497	1.355	142	10,5%	364	342	22	6,4%
Brasil	7.464	7.059	405	5,7%	2.149	1.785	365	20,5%
Colombia	2.221	2.199	21	1,0%	592	508	84	16,5%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	11.183	10.614	569	5,4%	3.105	2.635	471	17,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(127)	(189)	61	32,6%	(14)	(36)	21	(59,7%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	14.506	13.904	603	4,3%	4.064	3.552	512	14,4%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(4)	(5)	-	9,9%	(1)	(1)	-	39,9%
Brasil	(698)	(456)	(242)	(53,2%)	(247)	(179)	(68)	37,9%
Colombia	(699)	(1.195)	497	41,6%	(192)	(429)	237	(55,3%)
Centroamérica	(98)	(133)	35	26,6%	(25)	(27)	2	(6,2%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.498)	(1.789)	290	(16,2%)	(465)	(636)	171	(26,8%)
Distribución:								
Argentina	(962)	(948)	(14)	(1,5%)	(231)	(251)	20	(8,1%)
Brasil	(5.082)	(4.752)	(330)	(6,9%)	(1.475)	(1.240)	(235)	18,9%
Colombia	(1.220)	(1.274)	54	4,3%	(326)	(310)	(16)	5,1%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(7.264)	(6.974)	(289)	(4,1%)	(2.032)	(1.801)	(231)	12,8%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	219	216	4	1,6%	55	45	11	23,6%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(8.542)	(8.547)	5	(0,1%)	(2.442)	(2.392)	(50)	2,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(2)	(8)	6	(74,1%)	(1)	(1)	-	11,1%
Brasil	(19)	(17)	(2)	14,3%	(5)	(4)	-	8,9%
Colombia	(57)	(46)	(11)	24,7%	(21)	(12)	(9)	72,1%
Centroamérica	(13)	(14)	-	(3,3%)	(3)	(4)	-	(7,2%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(91)	(84)	(7)	8,9%	(30)	(21)	(9)	42,5%
Distribución:								
Argentina	(164)	(176)	12	(7,0%)	(43)	(48)	5	(10,4%)
Brasil	(215)	(178)	(36)	20,4%	(44)	(52)	8	(15,2%)
Colombia	(47)	(37)	(10)	26,2%	(18)	(9)	(8)	89,9%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(425)	(392)	(34)	8,7%	(105)	(110)	5	(4,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(44)	(46)	2	(4,2%)	(11)	(11)	-	1,8%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(561)	(522)	(39)	7,5%	(146)	(141)	(5)	3,2%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(9)	(17)	8	(46,6%)	(4)	(3)	(1)	23,7%
Brasil	(120)	(114)	(6)	5,6%	(41)	(29)	(12)	41,0%
Colombia	(80)	(76)	(4)	4,7%	(39)	(28)	(12)	42,4%
Centroamérica	(25)	(22)	(2)	11,2%	(9)	(7)	(1)	19,4%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(234)	(230)	(4)	1,9%	(93)	(67)	(26)	38,4%
Distribución:								
Argentina	(173)	(201)	29	(14,2%)	(37)	(55)	19	(34,0%)
Brasil	(509)	(482)	(27)	5,6%	(151)	(121)	(30)	24,4%
Colombia	(162)	(125)	(37)	29,8%	(41)	(35)	(6)	16,8%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(844)	(809)	(35)	4,4%	(228)	(212)	(17)	7,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(56)	(61)	5	(8,0%)	7	(16)	23	(145,4%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(1.134)	(1.100)	(35)	3,2%	(314)	(294)	(19)	6,6%
Generación y Transmisión:								
Argentina	32	20	13	65,4%	5	3	3	98,6%
Brasil	595	643	(48)	(7,5%)	173	149	24	16,5%
Colombia	799	540	258	47,8%	159	29	131	n.a.
Centroamérica	202	174	28	16,3%	47	50	(2)	(4,5%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.628	1.377	251	18,2%	385	230	156	67,8%
Distribución:								
Argentina	199	30	169	n.a.	54	(12)	66	n.a.
Brasil	1.658	1.646	12	0,7%	480	371	108	29,2%
Colombia	792	763	29	3,8%	207	154	53	34,7%
EBITDA Segmento de Distribución	2.649	2.439	210	8,6%	740	513	228	44,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8)	(80)	72	(89,6%)	37	(18)	55	(306,4%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	4.268	3.735	533	14,3%	1.162	724	438	60,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	48	49	(2)	(3,1%)	11	7	4	49,7%
Costos de explotación	(4)	(5)	-	(9,9%)	(1)	(1)	-	39,9%
Gastos de personal	(2)	(8)	6	(74,1%)	(1)	(1)	-	11,1%
Otros gastos por naturaleza	(9)	(17)	8	(46,6%)	(4)	(3)	(1)	23,7%
Total Segmento Generación Argentina	32	20	13	65,4%	5	3	3	98,6%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$32 millones** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de **US\$13 millones** respecto al ejercicio 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\$2 millones** al 31 de diciembre de 2025, con respecto al ejercicio 2024. Esta disminución se explica por menores ingresos en **US\$18 millones** por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, efecto que fue parcialmente compensado por **US\$16 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 al ejercicio 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\$8 millones**, principalmente por (i) menores costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$5 millones**; y (ii) **US\$3 millón** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de **2025**, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$5 millones**, superiores en **US\$3 millones** a la cifra alcanzada en igual período año anterior, lo que se explica principalmente por mayores ingresos por ajustes tarifarios.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.432	1.229	203	16,5%	466	361	105	29,1%
Costos de explotación	(698)	(456)	(242)	(53,2%)	(247)	(179)	(68)	(37,9%)
Gastos de personal	(19)	(17)	(2)	(14,3%)	(5)	(4)	-	(8,9%)
Otros gastos por naturaleza	(120)	(114)	(6)	(5,6%)	(41)	(29)	(12)	(41,0%)
Total Segmento Generación Brasil	595	643	(48)	(7,5%)	173	149	25	16,6%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$595 millones** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución de **US\$48 millones** respecto a ejercicio 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\$203 millones**, equivalentes a un **16,5%**, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 con respecto al ejercicio 2024. El incremento se explica principalmente por: (i) **US\$200 millones** por mayores precios medios de venta; (ii) **US\$107 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física (+1,41 TWh) comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP en Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación; y (iii) **US\$27 millones** de mayor indemnización por siniestros ocurridos en proyectos solares Horizonte y São Gonçalo, y eólico el Morro. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$51 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; (ii) **US\$56 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente de importaciones de Uruguay y Argentina; y (iii) **US\$15 millones** de menores ingresos por encargos sectoriales.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$242 millones**, o un **53,2%**, durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 comparado con el ejercicio 2024, principalmente explicado por **US\$270 millones** de mayores costos de compras de energía, principalmente por mayor volumen y fue parcialmente compensado por **US\$23 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 ejercicio 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$6 millones** principalmente por **US\$14 millones** en mayores pagos por seguros contratados en **EGP en Brasil**. Lo anterior fue compensado por **US\$6 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al **EBITDA** del cuarto trimestre de **2025** alcanzó los **US\$173 millones**, lo que implica un incremento de **US\$25 millones** respecto a los alcanzados en el mismo ejercicio de 2024. Las principales variables que inciden se explican por; (i) **US\$120 millones** de mayores ingresos en volúmenes de energía y precios medios de venta; (ii) **US\$27 millones** de mayor indemnización por siniestros ocurridos en proyectos solares Horizonte y São Gonçalo, y eólico el Morro; y (iii) **US\$8 millones** de efecto positivo en conversión de cifras por devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$75 millones** por mayores volúmenes de compra; (ii) **US\$47 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente de importaciones de Uruguay y Argentina; y (ii) **US\$6 millones** de mayores costos por servicios tercerizados.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.634	1.857	(224)	(12,0%)	411	497	(86)	(17,3%)
Costos de explotación	(699)	(1.195)	497	41,6%	(192)	(429)	237	55,3%
Gastos de personal	(57)	(46)	(11)	(24,7%)	(21)	(12)	(9)	(72,1%)
Otros gastos por naturaleza	(80)	(76)	(4)	(4,7%)	(39)	(28)	(12)	(42,4%)
Total Segmento Generación Colombia	799	540	258	47,8%	159	29	131	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$799 millones** durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$258 millones** respecto al ejercicio 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\$224 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, o un **12,0%** respecto a los ingresos reconocidos en el ejercicio 2024. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$350 millones** de menores ingresos por precios medios de venta en el mercado spot; y **(ii) US\$4 millones** por mayores indemnizaciones por siniestros. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$107 millones** por mayores ventas físicas de energía eléctrica **(+0,6 TWh)** por mejores condiciones hídricas durante el ejercicio 2025; **(ii)** mayores ingresos por **US\$15 millones** por penalidades de clientes; y **(iii)** efecto positivo de **US\$11 millones** en conversión de cifras, relacionado con la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$497 millones**, equivalentes al **41,6%**, y se explica principalmente por mejores condiciones hidrológicas. Es así como destaca; **(i) US\$479 millones** por disminución en los volúmenes de energía comprada; y **(ii) US\$ 42 millones** de menor costo por generación a base de combustible. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$20 millones** de mayor costo de transporte; y **(ii)** efecto negativo en conversión de cifras por **US\$5 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$11 millones** principalmente por mayores costos salariales por reajustes.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$4 millones** básicamente por: **(i) US\$3 millones** por mayores costos por multas ambientales y; **(ii) US\$1 millón** por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$159 millones**, superando en **US\$131 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período trimestre del ejercicio 2024. Este aumento se explica principalmente por: **(i) US\$250 millones** producto de menores compras de energía para cubrir la demanda debido a mayor generación respecto del mismo trimestre del ejercicio 2024; **(ii) US\$21 millones** por efecto positivo de conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(iii) US\$ 9 millones** de menor costo por generación a base de combustible; y **(iv) US\$1 millón** de mayores ingresos por volúmenes físicos de energía vendida. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$145 millones** de menores ingresos en precios medios de venta en el mercado spot; y **(ii) US\$7 millones** de mayores costos de transporte.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	338	343	(5)	(1,5%)	85	87	(3)	(3,1%)
Costos de explotación	(98)	(133)	35	26,6%	(25)	(27)	2	6,2%
Gastos de personal	(13)	(14)	-	3,3%	(3)	(4)	-	7,2%
Otros gastos por naturaleza	(25)	(22)	(2)	(11,2%)	(9)	(7)	(1)	(19,4%)
Total Segmento Generación Centroamérica	202	174	28	16,3%	47	50	(2)	(4,5%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$202 millones** en el período terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$28 millones** respecto al ejercicio 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$5 millones** principalmente originados por menores volúmenes de ventas respecto a 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$35 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del ejercicio 2024.

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

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

En el cuarto trimestre de **2025**, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$47 millones**, inferiores en **US\$2 millones** a los registrados en mismo trimestre de ejercicio 2024, lo que se explica principalmente por **US\$3 millones** de menores volúmenes de ventas respecto a 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.497	1.355	142	10,5%	364	342	22	6,4%
Costos de explotación	(962)	(948)	(14)	1,5%	(231)	(251)	20	(8,1%)
Gastos de personal	(164)	(176)	12	(7,0%)	(43)	(48)	5	(10,4%)
Otros gastos por naturaleza	(173)	(201)	29	(14,2%)	(37)	(55)	19	(34,0%)
Total Segmento Distribución Argentina	199	30	169	n.a.	54	(12)	66	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$199 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$169 millones** respecto al ejercicio 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\$142 millones**, o un **10,5%**, respecto al ejercicio 2024, que se explican fundamentalmente por mayores ingresos por; (i) **US\$580 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, con aplicación a partir de febrero de 2024; (ii) **US\$93 millones** de mayor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur, y; (iii) **US\$11 millones** por mayor venta física respecto a 2024 (+0,1 TWh). Lo anterior se compensa parcialmente por **US\$541 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$14 millones** fundamentalmente explicados por; (i) **US\$316 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; (ii) **US\$37 millones** por mayores costos de transporte; (iii) **US\$33 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación; y (iv) **US\$21 millones** por mayores costos en volúmenes de compra física de energía. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$392 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\$12 millones** respecto al ejercicio 2024, básicamente por (i) **US\$67 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y (ii) **US\$4 millones** de menores gastos de personal por aumento en capitalización de mano de obra en activos de inversión. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$58 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$29 millones** respecto al ejercicio 2024, básicamente por **US\$70 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\$42 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables.

En lo que respecta al cuarto trimestre de **2025**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$54 millones**, superiores en **US\$66 millones** a la cifra alcanzada en el mismo ejercicio 2024. Esta variación se explica principalmente por; (i) **US\$122 millones** por mayores ingresos por ventas, principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador; (ii) **US\$11 millones** por mayores ingresos por mayor volumen de venta física; (iii) **US\$7 millones** de mayor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur; y (iv) **US\$2 millones** de menores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$36 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; (ii) **US\$18 millones** de mayor volumen de compra de energía debido a la demanda; (iii) incrementos salariales por **US\$11 millones** producto de la mayor inflación en Argentina; (iv) **US\$7 millones** de mayores costos por transporte de electricidad; (v) **US\$3 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; y (vi) **US\$2 millones** de mayores costos en servicios asociados al proceso de distribución.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic.-25	dic.-24	Var p.p.	dic.-25	dic.-24	Var
Edesur	18,2%	17,2%	1,1	2,73	2,71	0,6%
Total Segmento Distribución Argentina	18,2%	17,2%	1,1	2,73	2,71	0,6%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	7.464	7.059	405	5,7%	2.149	1.785	365	20,5%
Costos de explotación	(5.082)	(4.752)	(330)	6,9%	(1.475)	(1.240)	(235)	18,9%
Gastos de personal	(215)	(178)	(36)	20,4%	(44)	(52)	8	(15,2%)
Otros gastos por naturaleza	(509)	(482)	(27)	5,6%	(151)	(121)	(30)	24,4%
Total Segmento Distribución Brasil	1.658	1.646	12	0,7%	480	371	108	29,2%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$1.658 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un incremento de **US\$12 millones** respecto al ejercicio 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** en el segmento de distribución de Brasil tuvieron un aumento de **US\$405 millones** equivalente de un **5,7%** respecto a los ingresos registrados respecto al ejercicio 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) **US\$421 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; (ii) **US\$339 millones** por mayores ajustes tarifarios; y (iii) **US\$35 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$264 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; y (ii) **US\$117 millones** de menores ingresos por encargos sectoriales.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$330 millones**, o un **6,9%**, respecto al mismo ejercicio 2024, y se explican principalmente por: (i) **US\$310 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; (ii) **US\$212 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 (iii) **US\$7 millones** de mayores costos relacionados al uso compartido de postes. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$179 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (ii) **US\$15 millones** de menores costos de transporte de energía; y (iii) **US\$5 millones** por menores compras de energía para cubrir la demanda debido al incremento de ventas físicas.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$36 millones** respecto al ejercicio 2024, principalmente por: (i) **US\$68 millones** de mayores compensaciones al personal principalmente por mayor dotación; y (ii) **US\$3 millones** de mayores seguros relacionados al personal. Lo anterior parcialmente compensado con **US\$34 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron **US\$27 millones** con respecto al ejercicio 2024, principalmente como consecuencia de: (i) **US\$54 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación; y (ii) **US\$16 millones** de mayores costos en servicios tercerizados. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$19 millones** de menores capitalizaciones en activos de inversión; y (ii) **US\$18 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de **2025**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$480 millones**, superiores en **US\$108 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por: (i) **US\$107 millones** por mayores ingresos por: (A) **US\$196 millones** de producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; compensado con (B) **US\$89 millones** en menores ingresos por encargos sectoriales; (ii) **US\$80 millones** por mayores ingresos por menor actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12; (iii) **US\$40 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense; (iv) **US\$16 millones** de menores contingencias laborales relacionados al personal; y (v) **US\$6 millones** de menores costos por volúmenes de compra física de energía. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$52 millones** de mayores costos relacionados al uso compartido de postes; (ii) **US\$42 millones** de mayores costos por precios medios de compra de energía eléctrica; (iii) **US\$20 millones** de mayores compensaciones al personal por mayor dotación; (iv) **US\$15 millones** de menores capitalizaciones de materiales en activos de inversión; (v) **US\$11 millones** de mayores costos de servicios tercerizados; (vi) **US\$7 millones** de mayores costos de transporte de energía eléctrica; y (vii) **US\$7 millones** de menores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos de explotación	2.221	2.199	21	1,0%	592	508	84	16,5%
Costos de explotación	(1.220)	(1.274)	54	(4,3%)	(326)	(310)	(16)	5,1%
Gastos de personal	(47)	(37)	(10)	26,2%	(18)	(9)	(8)	89,9%
Otros gastos por naturaleza	(162)	(125)	(37)	29,8%	(41)	(35)	(6)	16,8%
Total Segmento Distribución Colombia	792	763	29	3,8%	207	154	53	34,7%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$792 millones** durante 2025, lo que representa un incremento de **US\$29 millones** respecto al ejercicio 2024. Las principales variables que explican este aumento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$21 millones**, equivalente a un alza de un **1,0%**, y se explican principalmente por: (i) **US\$29 millones** de mayores ingresos por volumen en la venta física de energía (+0,1 TWh); (ii) **US\$26 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados; y (iii) **US\$15 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, como consecuencia de la apreciación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$52 millones** de menores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y precios spot.

Los **costos de explotación** disminuyeron **US\$54 millones**, o un **4,3%**, los que se explican principalmente por **US\$71 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$8 millones** de efecto negativo por conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; y (ii) **US\$5 millones** de mayores costos de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$10 millones**, principalmente por; (i) **US\$7 millones** por ajuste negativo en cálculos actuariales de beneficios post-empleo de los trabajadores; (ii) **US\$7 millones** por mayores reajustes salariales de los trabajadores; y (iii) **US\$1 millón** por el efecto negativo en conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$3 millones** por menores capitalizaciones de mano de obra a proyectos del activo fijo.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$37 millones**, principalmente por; (i) **US\$22 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 en mantenimientos para la operación; (iii) **US\$7 millones** por mayores costos de compra de materiales e insumos para la operación; y (iv) **US\$1 millón** por el efecto negativo en conversión de cifras por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2025, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$207 millones**, superiores en **US\$53 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2024. Este incremento se explica principalmente por; (i) **US\$29 millones** por una disminución en costos en los precios en compra de energía; (ii) **US\$25 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el cuarto trimestre de 2024; (iii) **US\$10 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$4 millones** de mayores gastos operativos relacionados a contingencia con la Unidad Administrativa Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic.-25	dic.-24	Var p.p.	dic.-25	dic.-24	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,6%	7,5%	0,1	4,05	3,97	2,1%
Total Segmento Distribución Colombia	7,6%	7,5%	0,1	4,05	3,97	2,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE 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 31 de diciembre de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	dic.-25			dic.-24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	32	(1)	32	20	(2)	17
Brasil	595	(243)	352	643	(232)	411
Colombia	799	(88)	710	540	(128)	413
Centroamérica	202	(56)	146	174	(61)	113
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.628	(388)	1.240	1.377	(423)	954
Distribución:						
Argentina	199	(235)	(36)	30	(207)	(178)
Brasil	1.658	(746)	912	1.646	(658)	989
Colombia	792	(158)	634	763	(167)	596
Total Segmento de Distribución	2.649	(1.139)	1.510	2.439	(1.032)	1.407
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8)	(53)	(61)	(80)	(79)	(160)
Total Consolidado Enel Américas	4.268	(1.580)	2.688	3.735	(1.534)	2.201

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	4T2025			4T2024		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	5	-	5	3	-	2
Brasil	173	(92)	81	149	(87)	61
Colombia	159	(25)	134	29	(69)	(41)
Centroamérica	47	(18)	30	50	(20)	30
Total Segmento de Generación y Transmisión	385	(136)	250	230	(177)	53
Distribución:						
Argentina	54	(74)	(21)	(12)	(68)	(80)
Brasil	480	(149)	331	371	(143)	229
Colombia	207	(42)	165	154	(44)	110
Total Segmento de Distribución	740	(266)	475	513	(255)	258
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	37	(24)	13	(18)	(61)	(79)
Total Consolidados Enel Américas	1.162	(425)	738	724	(492)	233



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

La **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$1.580 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, aumentando en **US\$46 millones** con respecto al ejercicio 2024.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$1.129 millones** al 31 de diciembre de 2025, monto que es **US\$1 millón** menor al registrado durante 2024 y se explica principalmente por; (i) **US\$34 millones** de disminución en la depreciación en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Brasil** con **US\$27 millones** por cambio en la estimación de vidas útiles en determinados activos por **US\$111 millones**, compensados una mayor base media de activos sujeto de depreciación por **US\$84 millones**; y (b) una disminución de **US\$8 millones** en **Colombia** por menores inversiones. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) mayor depreciación por **US\$19 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil; y (ii) **US\$14 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Colombia.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron **US\$451 millones**, al 31 de diciembre de 2025, registrando un incremento de **US\$47 millones** respecto a 2024. Este incremento se explica principalmente por; **US\$ 73 millones** por un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros, compuestas por: (a) incrementos de **US\$120 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) disminución de **US\$47 millones** por menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros en **Enel X Brasil**, **EGP Brasil** y **Enel Ceará** por una mejor perspectiva de recuperación de sus cuentas por cobrar. Lo anterior fue compensado parcialmente con **US\$22 millones** de menores pérdidas de deterioro de activos de larga vida de generación y distribución, según el siguiente detalle; (a) **Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$56 millones** asociadas a proyecto renovable de planta Windpeshi en año 2024; (b) **Guatemala** con menores pérdidas **US\$7 millones** asociados a proyectos renovables realizados en año 2024; (c) **EGP Brasil** con menores pérdidas de deterioro asociado a cartera sobre proyectos de tecnología avanzada, eólica, solar e híbrida por **US\$4 millones**; (d) **Enel X Brasil** por **US\$3 millones** de menores pérdidas; y (e) **Enel Distribución Sao Paulo**, **Enel Distribución Rio** y **Enel Ceará** con mayores pérdidas por deterioro activos en construcción CINIIF 12 por **US\$49 millones**.

En el cuarto trimestre de 2025, la **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$425 millones**, disminuyendo en **US\$67 millones** con respecto del cierre del mismo período del 2024.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$213 millones** en el cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2025, monto que es **US\$74 millones** menor al registrado en el mismo período del 2024; principalmente por; (i) **US\$94 millones** de menor depreciación por cambio en la estimación de vidas útiles en determinados activos por **US\$111 millones**, compensados una mayor base media de activos sujeto de depreciación por **US\$17 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con mayor depreciación por **US\$16 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil y Colombia.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron en el cuarto trimestre de 2025, un monto de **US\$212 millones**, registrando un incremento de **US\$7 millones** respecto al mismo período de 2024. Esta variación se explica principalmente por un alza de **US\$23 millones** en pérdidas por deterioro en activos financieros, destacando; (i) **US\$64 millones** de mayor pérdida en **Enel Distribución Rio**, **Enel Distribución Sao Paulo**, **Enel Distribución Ceará**, 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\$41 millones** de menores pérdidas por deterioro de activos financieros brasileños en **Enel X Brasil**, y **EGP Brasil** debido a mejores perspectivas de recuperación de sus cuentas por cobrar. Lo anterior fue parcialmente compensado con menores pérdidas por deterioros relacionados con activos de larga vida por; **US\$14 millones** destacando en; (a) **Enel Colombia** por **US\$50 millones** asociados a un menor deterioro realizado a proyecto renovable de planta Windpeshi en año 2024; (b) **US\$14 millones** de activos deteriorados en **EGP Brasil** asociado a cartera sobre proyectos de tecnología avanzada, eólica, solar e híbrida; y (c) **Enel Distribución Sao Paulo**, **Enel Distribución Rio** y **Enel Ceará** con mayores pérdidas por deterioro activos en construcción CINIIF 12 por **US\$49 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %	4T2025	4T2024	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	26	41	(15)	(36,0%)	11	6	5	93,3%
Brasil	264	298	(34)	(11,4%)	69	76	(7)	(9,5%)
Colombia	27	38	(10)	(27,2%)	7	6	1	14,7%
Centroamérica	6	4	1	29,1%	2	1	1	70,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	53	71	(18)	(25,5%)	6	27	(20)	(76,1%)
Total Ingresos Financieros	376	452	(76)	(16,7%)	96	117	(20)	(17,4%)
Gastos Financieros:								
Argentina	(215)	(417)	202	(48,4%)	(78)	(155)	77	(49,7%)
Brasil	(713)	(799)	86	(10,7%)	(178)	(179)	1	(0,5%)
Colombia	(330)	(278)	(51)	18,4%	(76)	(62)	(13)	21,6%
Centroamérica	(12)	(15)	4	(24,6%)	(3)	(4)	1	(26,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(38)	(78)	40	(51,5%)	(10)	(9)	(1)	11,5%
Total Gastos Financieros	(1.307)	(1.588)	281	(17,7%)	(345)	(409)	65	(15,8%)
Diferencias de cambio:								
Argentina	8	10	(2)	(21,2%)	4	(2)	6	(356,2%)
Brasil	(41)	(85)	43	(51,2%)	(29)	(9)	(20)	216,6%
Colombia	6	-	6	n.a.	1	2	(1)	(59,8%)
Centroamérica	(2)	1	(4)	(311,4%)	(2)	2	(3)	(217,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(17)	(14)	(4)	26,8%	(3)	(6)	3	(49,9%)
Total Diferencias de Cambio	(47)	(87)	41	(46,6%)	(29)	(13)	(15)	113,4%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	191	331	(140)	(42,2%)	64	43	21	50,3%
Total Resultado Financiero Enel Américas	(786)	(892)	106	(11,9%)	(213)	(263)	50	(19,2%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Colombia	1	2	(1)	(62,8%)	-	2	(2)	(96,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	1	(1)	(98,6%)	-	1	(1)	(96,5%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	2	5	(3)	(62,0%)	1	1	(0)	(22,6%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Colombia	(1)	(2)	1	(54,0%)	-	(1)	2	(115,5%)
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	(1)	(2)	1	(41,3%)	-	(2)	2	(116,7%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	1	3	(2)	(77,1%)	1	-	2	(395,3%)
Resultado Antes de Impuesto	1.903	1.312	590	45,0%	526	(31)	557	n.a.
Impuestos:								
Argentina	46	80	(33)	(41,6%)	57	102	(46)	(44,8%)
Brasil	(185)	(104)	(81)	77,3%	(73)	68	(141)	(206,8%)
Colombia	(362)	(275)	(88)	31,9%	(88)	(21)	(67)	326,1%
Centroamérica	(43)	(33)	(10)	30,5%	(9)	(10)	1	(8,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(11)	(1)	12,0%	3	3	-	11,4%
Total Impuesto sobre Sociedades	(556)	(344)	(213)	61,9%	(111)	142	(253)	(177,9%)
Resultado después de impuestos	1.346	969	378	39,0%	415	111	304	272,9%
Resultado de operaciones discontinuadas	-	1.893	(1.893)	(100,0%)	-	5	(5)	(100,0%)
Resultado del Período	1.346	2.861	(1.515)	(53,0%)	415	116	299	258,1%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	960	2.589	(1.629)	(62,9%)	319	124	195	157,8%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	386	272	113	41,6%	97	(8)	104	n.a.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida** de **US\$786 millones** en ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una menor pérdida de **US\$106 millones** respecto a la registrada durante el ejercicio 2024. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Menores **ingresos financieros** por **US\$76 millones**, principalmente explicados por; (i) **US\$58 millones** de menores ingresos por actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia; (ii) **US\$57 millones** de menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$14 millones** por menores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar y (iv) **US\$8 millones** de menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** de cuentas por cobrar a VOSA. . Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$34 millones** de mayores actualizaciones de impuestos de compañías brasileñas; y (ii) **US\$27 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la mayor inflación registrada en dicho país, respecto al 2024.

(b) En el cuarto trimestre de 2025 los ingresos financieros disminuyeron en **US\$20 millones** en comparación al periodo anterior. Lo que se explica principalmente por; (i) **US\$28 millones** de menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$15 millones** de menores ingresos por actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia; y (iii) **US\$11 millones** de menores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$22 millones** de mayor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la mayor inflación registrada en dicho país en el cuarto trimestre respecto al periodo anterior; y (ii) **US\$10 millones** de mayores actualizaciones sobre impuestos de compañías brasileñas.

(c) Menores **gastos financieros** por **US\$281 millones** explicados principalmente por; (i) **US\$198 millones** por menores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; (ii) **US\$65 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; (iii) **US\$57 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; (iv) **US\$53 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (v) **US\$19 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (vi) **US\$17 millones** por menor gasto en actualizaciones de activos y pasivos regulatorios en Brasil; y (vii) **US\$5 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\$55 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\$33 millones** de mayor gasto en actualización de provisiones; (iii) **US\$24 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; y (iv) **US\$10 millones** mayores gastos en actualizaciones de arrendamientos.

(d) En el cuarto trimestre los gastos financieros tuvieron una disminución de **US\$65 millones** explicado principalmente por; (i) **US\$85 millones** de menores gastos financieros asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; (ii) **US\$50 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; (iii) **US\$23 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; y (iv) **US\$7 millones** de menores activaciones de gastos financieros en proyectos. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$48 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en **Brasil**; (ii) **US\$35 millones** de mayores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iii) **US\$13 millones** de mayor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la Compañía en Brasil; y (iv) **US\$4 millones** de mayor reconocimiento de de intereses asociados a contingencia con a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025.

(e) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$140 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 cuarto trimestre de 2025, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó un aumento de **US\$21 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(f) Ingresos por **diferencias de cambio** evidencian un mayor ingreso de **US\$41 millones** al comparar con ejercicio 2024, debido principalmente a; (i) **US\$101 millones** por mayor ingreso por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar y cuentas por pagar de carácter comercial con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$61 millones** por menor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

En el cuarto trimestre de 2025, las **diferencias de cambio** generaron una pérdida por **US\$15 millones**, respecto a igual ejercicio del 2024 explicada principalmente por; **(i) US\$56 millones** por menor ingreso por diferencia de cambio en instrumentos derivados; y **(ii) US\$44 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; **US\$87 millones** por mayor ingreso por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar y cuentas por pagar de carácter comercial 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 ejercicio 2024.

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

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$556 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un mayor gasto impositivo de **US\$213 millones** respecto del ejercicio 2024. Esta variación se explica principalmente por; **(i) US\$98 millones** de mayores impuestos por el aumento de resultados en las sociedades de Colombia; **(ii) US\$91 millones** por mayor gasto debido al reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores en **Enel Distribución Rio** en Brasil; **(iii)** mayores impuestos por **US\$39 millones** por mayores resultados la parte restante de compañías brasileñas exceptuando el ya descrito; y **(iv)** mayores impuestos por **US\$38 millones** en **Enel Generación El Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; **(i) US\$49 millones** de menor gasto por impuestos en este ejercicio, 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.

El **impuesto a las ganancias** en el cuarto trimestre de 2025 tuvo un mayor gasto de **US\$253 millones** respecto al mismo período del 2024 el cual se explica principalmente por; **(i) Enel Distribución Rio** en Brasil por **US\$112 millones** por mayor gasto debido al reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores; **(ii) US\$95 millones** de mayores impuestos por mayores resultados en las sociedades de **(A) Colombia** por **US\$66 millones**; y **(B) US\$29 millones** de mayor impuesto por la parte restante de compañías brasileñas exceptuando la ya descrita; y **(iii)** mayores impuestos por **US\$ 41 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por; **(A) US\$38 millones** de mayores impuestos por efecto de la inflación; con **(B)** mayores impuestos por **US\$2 millones** debido al ingreso correspondiente al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** representa una disminución **US\$1.893 millones** respecto al ejercicio 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, más la plusvalía en la venta dichas sociedades, perfeccionada durante el segundo trimestre del mismo año.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** durante el cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2025, representa una disminución **US\$5 millones** respecto al mismo período de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	6.696	7.419	(723)	(9,7%)
Activos No Corrientes	28.175	24.065	4.110	17,1%
Total Activos	34.871	31.484	3.387	10,8%

El total de activos de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025 aumentaron en **US\$3.387 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\$723 millones**, equivalente a un **9,7%**, principalmente explicado por:
 - La disminución del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$1.172 millones**, compuesto principalmente por:
 - (1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$2.714 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\$2.222 millones**, que corresponden a egresos de flujo de efectivo por: (i) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$1.226 millones**; (ii) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$1.106 millones**; (iii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$771 millones**, y (iv) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$72 millones**. Estos egresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$820 millones**; (ii) **US\$101 millones** por recuperaciones de préstamos a empresas relacionadas y su interés; (iv) **US\$18 millones** procedentes de ventas de propiedades plantas y equipos (iii) **US\$6 millones** de flujos procedentes de la venta y pérdida de control correspondiente de la compañía **ZE Colombia**; (iv) **US\$7 millones** por ingresos procedentes de instrumentos derivados; y (v) **US\$1 millón** en otras partidas por ingreso de efectivo.
 - (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$1.819 millones** que se relacionan con erogaciones relacionadas con: (i) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$1.941 millones**; (ii) **US\$1.028 millones** de dividendos pagados; (iii) **US\$567 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; (iv) pago relacionados al proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas** por **US\$472 millones**; (v) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$367 millones**; (vi) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$85 millones**; y (vii) pagos por otras participaciones de patrimonio por **US\$21 millones**. Las anteriores erogaciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) **US\$2.538 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$1.592 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$946 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; (ii) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$91 millones**; y (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$34 millones**.
 - (4) Aumento de **US\$149 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.
 - Disminución de **otros activos financieros corrientes** por **US\$106 millones**, que se explican principalmente por instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando en: **Enel Brasil** por **US\$109 millones**.
 - Incremento de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$71 millones**, que se explican por (i) **US\$48 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención; y (ii) **US\$29 millones** de mayores servicios en curso que involucran eficiencia energética.
 - Incremento en **deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$677 millones**, que se explica principalmente por: (i) **US\$346 millones** de aumento por volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil, (ii) **US\$233 millones** efecto positivo de conversión por producto de la apreciación experimentada por el real brasileiro, y peso colombiano con respecto al dólar estadounidense al comparar el período anterior; (iii) **US\$142 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur** y **Enel Trading Argentina**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$52 millones** de menores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia**.
 - Incremento de **inventarios** por **US\$91 millones**, básicamente por efecto positivo de conversión en sociedades de distribución de Brasil ante la apreciación experimentada por el real brasileiro frente al dólar estadounidense al comparar con 2024.
 - Disminución de **impuestos corrientes** por **US\$45 millones**, originada por: (i) **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** realizadas en 2024, (ii) **US\$8 millones** por menor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**, y (iii) **US\$5 millones** por menor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$35 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Brasil** y **Colombia**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

- Disminución de **activos disponibles para la venta**² por **US\$243 millones**, se origina principalmente de **Enel Generación Piura** en 2025 dejó de cumplir la condición requerida por las NIIF para presentarse en este ítem.
- > Aumento de los **Activos no Corrientes** por **US\$4.110 millones**, equivalente a un **17,1%** principalmente por:
 - Incremento de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$1.312 millones**, principalmente explicado por: (i) **US\$800 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; y (ii) **US\$512 millones**, debido al efecto positivo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense al comparar con 2024.
 - Incremento de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$332 millones**, que se explica principalmente por: (i) **US\$194 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\$64 millones**, y (iii) mayores depósitos judiciales **US\$53 millones**.
 - Incremento de **cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$162 millones**, que corresponden principalmente a acumulaciones y menores traspasos al corto plazo de cuentas comerciales, destacando: (i) **US\$138 millones** de las compañías distribuidoras brasileñas **Enel Distribución Rio**, **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Distribución Ceará**; (ii) **US\$49 millones** de **Enel Trading Brasil**; y (iii) **US\$37 millones** de **Enel Colombia**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$28 millones** de **Enel X Brasil**, y (ii) **US\$28 millones** en **Enel Generación El Chocón**.
 - Incremento de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$160 millones** compuesto principalmente por: (i) incremento por **US\$302 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\$391 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) disminución por amortización del ejercicio por **US\$520 millones**.
 - Incremento de **plusvalía** por **US\$137 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria.
 - Incremento de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$1.911 millones** compuesto principalmente por: (i) aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US\$1.118 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; (ii) incremento por **US\$684 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del ejercicio por **US\$573 millones**; (iv) retiros de servicios por **US\$27 millones**; (v) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$568 millones**; y (vi) **US\$140 millones** de aumento en disponibles para la venta por la continuidad en **Enel Generación Piura**.
 - Incremento de **activos por derechos de uso** por **US\$138 millones**, compuesto principalmente por: (i) aumento por reconocimiento de nuevos contratos por **US\$180 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia; (ii) incremento por **US\$28 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del ejercicio por **US\$57 millones**; y (iv) disminución por modificación de contratos por **US\$13 millones**.
 - Disminución de **activos por impuestos diferidos** por **US\$34 millones**, explicado principalmente por efecto negativo de conversión en sociedades brasileñas producto de la depreciación 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 31 de diciembre de 2025.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.738	7.115	623	8,8%
Pasivo No Corriente	8.557	7.962	595	7,5%
Patrimonio Total	18.576	16.407	2.169	13,2%
Atribuible a los propietarios de la controladora	16.023	14.130	1.893	13,4%
Participaciones no controladoras	2.553	2.277	276	12,1%
Total Patrimonio y Pasivos	34.871	31.484	3.387	10,8%

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 31 de diciembre de 2025 aumentaron en **US\$3.387 millones** respecto de 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en **US\$623 millones**, equivalentes a un **8,8%** explicado principalmente por:
 - Aumento de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$1.273 millones** principalmente por obligaciones bancarias por obtención de préstamos y obligaciones con el público y traspasos de estos desde el largo plazo, tales como; **Enel Américas** por **US\$599 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$338 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$163 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$140 millones**, **Enel Generación Piura** por **US\$70 millones**, **Edesur** por **US\$47 millones**, y **EGP Volta Grande** por **US\$2 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por pagos de obligaciones bancarias por; **Enel Colombia** por **US\$83 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos corrientes** por **US\$41 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\$367 millones**, explicado principalmente por; (i) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$168 millones**; (ii) **US\$263 millones** de mayores pasivos por compras de energía; (iii) aumento de cuentas por pagar en servicios por **US\$240 millones**; (iv) aumento de cuentas por pagar por subsidios de "baja renta" por **US\$122 millones**; y (v) **US\$49 millones** de aumento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) menores cuentas por pagar a **CAMMESA** por **US\$213 millones**; (ii) **US\$136 millones** de menores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; y (iii) disminución de **US\$100 millones** de dividendos por pagar a terceros.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$590 millones**, principalmente por; (i) disminución en dividendos por pagar a la matriz **ENEL S.p.A.** por **US\$392 millones**; y (ii) **US\$233 millones** de disminución de las cuentas por pagar a **EFI** debido a pagos efectuados de las subsidiarias brasileñas. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$37 millones** de aumento de cuentas por pagar con sociedades relacionadas con la matriz que prestan servicios técnicos e informáticos a las subsidiarias.
 - Aumento de **otras provisiones corrientes** por **US\$57 millones**, principalmente explicada por; (i) **US\$37 millones** de mayores provisiones varias; y (ii) **US\$22 millones** en mayores provisiones por obligaciones medioambientales de la subsidiaria **Enel Colombia S.A.**
 - Disminución de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$552 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$641 millones** de menor provisión de impuesto renta asociados a la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**, efecto que fue parcialmente compensado con mayor provisión de impuestos en; (i) **Enel Colombia** por **US\$40 millones**; (ii) **Edesur** por **US\$24 millones**; y (iii) mayor provisión de impuestos en Brasil de **US\$21 millones**.
 - Aumento de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$139 millones**, básicamente originados por; (i) incremento en ingresos diferidos por ventas de por **US\$117 millones**; e (ii) incremento en impuesto al valor agregado débito fiscal a pagar por **US\$36 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por disminución en otros impuestos de retención por **US\$14 millones**.
 - Disminución de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$113 millones** se origina principalmente se origina principalmente porque **Enel Generación Piura** en 2025 dejó de cumplir la condición requerida por las NIIF para presentarse en este ítem.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

- > Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **US\$595 millones**, equivalente a un **7,5%**, y se explica principalmente por:
- Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$393 millones**, fundamentalmente explicado por: (i) **US\$529 millones** obtención de deuda de (A) Brasil por **US\$362 millones**, (B) Colombia por **US\$114 millones** y (C) Argentina por **US\$53 millones**; (ii) efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias colombianas por **US\$304 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense al comparar con 2024; y (iii) efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias brasileiras por **US\$157 millones** por apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025. Lo anteriormente parcialmente compensado por traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$597 millones**.
 - Aumento de **pasivos por arrendamientos no corrientes** por **US\$107 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria.
 - Aumento de **cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US\$233 millones** explicada por: (i) **US\$155 millones** de aumento de créditos Pis/Cofins en Brasil a pagar por cuenta de terceros de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (ii) **US\$57 millones** de mayores cuentas varias por pagar; y (iii) **US\$42 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes** por **US\$28 millones**, explicada por pagos de las subsidiarias brasileiras a EFL.
 - Aumento de **otras provisiones no corrientes** por **US\$164 millones**, principalmente explicada por: (i) **US\$78 millones** de mayores provisiones por reclamaciones legales; (ii) **US\$72 millones** de mayores provisiones relacionadas al medio ambiente; y (iii) **US\$10 millones** de mayores provisiones de impuestos.
 - Disminución en las **provisiones por beneficios a los empleados no corrientes (obligaciones por beneficios post-empleo)** por **US\$471 millones** que se explican principalmente por (i) **US\$391 millones** de menores aportes en el periodo; y (ii) **US\$234 millones** de utilidades en rendimiento de los activos del plan en sociedades de Brasil. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) aumento de **US\$96 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (ii) **US\$67 millones** de aumento por devengamiento de intereses.
- > El **Patrimonio total** aumentó en **US\$2.169 millones**, explicado por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US\$1.893 millones** principalmente por: (i) **US\$960 millones** de aumento por la utilidad del ejercicio; (ii) **US\$145 millones** de aumento del ejercicio en beneficios a empleados en planes definidos; (iii) **US\$10 millones** de disminución por cambios contables referidos a la consolidación de Enel Generación Piura; (iv) **US\$ 288 millones** de disminución por provisión de dividendos mínimos del ejercicio; (v) **US\$472 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; y (vi) **US\$1.559 millones** de aumento de otras reservas, principalmente por: (a) **US\$1.303 millones** de mayores diferencias de conversión positivas; (b) **US\$2 millones** por incremento de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio; y (b) **US\$250 millones** por reservas positivas, en aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina.
 - Las **participaciones no controladoras** aumentaron en **US\$276 millones** y se explican principalmente por: (i) **US\$248 millones** de disminución por declaración de dividendos; (ii) **US\$98 millones** de aumento de otras reservas varias por, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina; (iii) **US\$42 millones** de aumento de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión; y (iv) **US\$386 millones** por aumento por la utilidad del periodo.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,87	1,04	(0,18)	(17,0%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,80	0,98	(0,18)	(18,8%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(1.041)	304	(1.345)	(442,4%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,88	0,92	(0,04)	(4,6%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	47,5%	47,2%	0,3 p.p.	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	52,5%	52,8%	(0,3) p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,67	2,78	0,89	32,1%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	18,5%	15,8%	2,7 p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	6,0%	17,1%	(11,1) p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	3,9%	8,0%	(4,1) 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 (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2025 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.
- La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2025 alcanzó **0,87 veces**, inferior en un **17,0%** respecto al indicador al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2025 alcanzó **0,80 veces**, inferior en un **18,8%** respecto al indicador al 31 de diciembre de 2024, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.
 - El **capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2025 asciende a **US\$1.041 millones** negativo lo que representa una disminución de **US\$1.345 millones** respecto a diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente la obtención de financiamiento de **Enel Distribución Sao Paulo**, en conjunto por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.
 - La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,88 veces** inferior en un **4,6%** 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\$1.346 millones** y mayores diferencias de conversión positivas por **US\$1.303 millones**, durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025.
 - La **cobertura de costos financieros** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 fue de **3,67 veces**, lo cual representa un aumento de **32,1%** comparado con el mismo período de 2024, principalmente a un incremento del EBITDA por mayores resultados en los negocios de distribución en Argentina, Brasil y generación en Colombia y Centroamérica.
 - La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **6,0%** al 31 de diciembre de 2025, lo que se compara con una rentabilidad positiva de **17,1%** 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 **3,9%** al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una baja de **(4,1) 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 31 DE DICIEMBRE DE 2025

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del ejercicio fue un monto negativo de **US\$1.327 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución de **US\$3.080 millones** con respecto al mismo período de 2024.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic.-25	dic.-24	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.714	2.438	276	11,3%
Flujo de Inversión	(2.222)	2.356	(4.578)	(194,3%)
Flujo de Financiamiento	(1.819)	(3.041)	1.222	(40,2%)
Flujo neto del período	(1.327)	1.753	(3.080)	(175,7%)

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$2.714 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, representando un aumento de un **11,3%**, equivalentes a **US\$276 millones** con respecto al mismo ejercicio 2024. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por; **(i) US\$883 millones** de mayores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; **(ii) US\$162 millones** de mayores cobros de otras actividades; **(iii) US\$94 millones** de menores pagos a y por cuenta de los empleados; y **(iv) mayores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias por US\$13 millones**; de la operación.

Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$452 millones** de mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; **(ii) US\$262 millones** de mayores pagos en impuestos; **(iii) US\$99 millones** mayores pagos por otras actividades de operación; y **(iv) US\$63 millones** de mayores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una menor recaudación de flujos de **US\$4.578 millones** al 31 de diciembre 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\$168 millones** por mayores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; **(iii) US\$123 millones** por menores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; **(iv) US\$61 millón** de mayores pagos relacionados a instrumentos derivados; **(v) US\$54 millones** por menor interés obtenidos en inversiones; **(vi) US\$2 millones** menores egresos por préstamos a empresas relacionadas; **(vii) US\$46 millones** de menores cobros relacionados a instrumentos derivados; y **(viii) US\$6 millones** de menores cobros por préstamos a empresas relacionadas;

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por; **(i) US\$106 millones** por menores compras de inversiones a más de 90 días; **(ii) US\$10 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo de **Enel Colombia** en contraste a período anterior; y **(iii) US\$9 millones** por mayores entradas de conceptos diversos.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un menor egreso de efectivo por **US\$1.222 millones** en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025 comparado con el mismo período del 2024, originados principalmente por; **(i) US\$2.086 millones** de menores pagos de préstamos a empresas relacionadas; **(ii) US\$1.297 millones** de mayores obtenciones de créditos bancarios y financiamiento con bonos; **(iii) US\$171 millones** de menores pagos de intereses; y **(iv) US\$27 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.

Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$1.077 millones** de menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; **(ii) US\$570 millones** de mayores pagos de dividendos; **(iii) US\$472 millones** en mayores pagos del proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas**; **(iv) US\$199 millones** de mayores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; **(v) US\$21 millones** de mayores pagos por otras participaciones en el patrimonio; y **(vi) US\$20 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre 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		
	dic.-25	dic.-24	Var %	dic.-25	dic.-24	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	1	1	0,0%
Enel Colombia Segmento de Generación	394	232	69,8%	90	76	18,4%
Enel Generación Perú S.A.	-	41	(100,0%)	-	-	n.a.
Chinango	-	2	(100,0%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	3	2	50,0%	10	12	(16,7%)
EGP Volta Grande	1	2	(50,0%)	1	1	0,0%
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	503	391	28,6%	216	213	1,4%
Edesur S.A.	144	144	0,0%	165	164	0,6%
Enel Distribución Perú S.A.	-	68	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	326	234	39,3%	118	150	(21,3%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	371	302	22,8%	103	115	(10,4%)
Enel Colombia Segmento de Distribución	388	297	30,6%	143	151	(5,3%)
Enel Generación Piura S.A.	-	3	(100,0%)	10	-	n.a.
Enel X Brasil	7	9	(22,2%)	8	11	(27,3%)
Enel Green Power Brasil	151	404	(62,6%)	214	188	13,8%
Enel Green Power Centroamérica	44	33	33,3%	50	49	2,0%
Total	2.332	2.164	7,8%	1.129	1.131	(0,2%)

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE 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 31 DE DICIEMBRE 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 (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel 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 38 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.

Aunque el proceso de gestión de riesgos está descentralizado, siendo cada gestor responsable por los riesgos en sus respectivos procesos de negocio, el área de Control de Riesgos desempeña un papel esencial en el mapeo y la consolidación de los riesgos. Es responsable de integrar la información de riesgos de todas las unidades de negocio, alineándose con los principios de gobernanza de riesgos del Grupo Enel y asegurando el mantenimiento adecuado del proceso. Este enfoque facilita una visualización clara y la priorización de los riesgos, apoyando la toma de decisiones estratégicas y la implementación de acciones de gestión de riesgos más eficaces.

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 31.12.2025 %	al 31.12.2024 %
Tasa de interés fija	22%	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 31 DE DICIEMBRE 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 cuarto 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 31 de diciembre 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 cuarto 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 31 de diciembre 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 31 DE DICIEMBRE 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 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas presenta un capital de trabajo negativo, explicado principalmente por un mayor nivel de pasivos financieros corrientes. No obstante lo anterior, la Administración considera que el riesgo de liquidez se encuentra adecuadamente gestionado en atención a (i) la disponibilidad de efectivo, otros medios equivalentes y líneas de crédito comprometidas mencionadas anteriormente, (ii) la generación recurrente de flujos de efectivo provenientes de las operaciones y (iii) el acceso histórico y esperado del Grupo a los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$1.904 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 y US\$ 1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional.

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).



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

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).

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\$413 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 31 DE DICIEMBRE 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.