



ANÁLISIS RAZONADO

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

ANÁLISIS RAZONADO

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

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En el primer trimestre de 2025 los ingresos alcanzaron US\$3.280 millones, lo que representa una disminución de 2,8% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por menores ingresos en Brasil y Colombia, los cuales fueron afectados por la devaluación del real brasileño y del peso colombiano respectivamente. Esto es parcialmente compensado por mayores ingresos en Argentina, principalmente en el negocio de distribución producto de mayor indexación de la tarifa.
- El EBITDA en el primer trimestre del año alcanzó US\$1.007 millones, lo que representa una disminución de un 6,5% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por un menor resultado en Brasil, producto de la devaluación del real brasileño. Esto es parcialmente compensado por mejores resultados en generación en Colombia y Centro América, producto de mayor generación hidráulica y menores compras de energía, y en distribución en Argentina, por mayor indexación de la tarifa. Aislado el impacto negativo de US\$ 126 millones producto del tipo de cambio, llegamos a que el EBITDA hubiese crecido un 5% respecto al mismo período del año anterior.

País	EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)		
	mar.-25	mar.-24	Var %
Argentina	31	4	n.a.
Brasil	509	637	(20,0%)
Colombia	414	393	5,5%
EGP Centroamérica	56	47	18,0%
Enel Américas (*)	1.007	1.077	(6,5%)

(*) Incluye Holding y Eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) del primer trimestre de 2025 alcanzó los US\$649 millones, lo que representa una disminución de un 11,1% respecto al primer trimestre de 2024, producto del menor EBITDA y la mayor depreciación y amortización en el periodo.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$245 millones en el primer trimestre de 2025, mostrando una disminución de 31,7% respecto a los US\$359 millones registrados en el primer trimestre de 2024. Esto se explica por la contribución de las operaciones de distribución y generación en Perú, cuya venta se concretó en mayo y junio de 2024 respectivamente. Esto es parcialmente compensado por menores gastos financieros producto de la menor deuda a nivel consolidado.
- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 2.852 millones, lo cual representa un aumento de 34,1% respecto al cierre de 2024, explicado principalmente por mayor deuda en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará y menor caja en Enel Américas Holding producto del pago del dividendo provisorio.
- El CAPEX en el primer trimestre de 2025 ascendió a US\$406 millones, lo que representa una disminución de 27% respecto al primer trimestre de 2024, explicado por menores inversiones en el negocio de generación en Brasil, y devaluación del tipo de cambio en Argentina, Brasil y Colombia.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO 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.

En el marco del plan de simplificación societaria efectuado por el Grupo, se consideran las enajenaciones concretadas en **2022** de las subsidiarias brasileras **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) Venta de Enel Generación Costanera y Central Dock Sud

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en las subsidiarias argentinas que operan el negocio de generación térmica: **Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud**, sociedad matriz de **Central Dock Sud**.

La Administración de Enel Américas estimó que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante el ejercicio 2023.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del ejercicio 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de **Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud** como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Lo anterior implicó reconocer al cierre del 31 de diciembre de 2022 una pérdida por deterioro de activos por **US\$166 millones** para el caso de **Enel Generación Costanera** y de **US\$150 millones** para el caso de **Inversora Dock Sud**.

Posteriormente, con **fecha 17 de febrero de 2023**, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética **Central Puerto S.A.** del **75,7%** de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica **Enel Generación Costanera**. El valor de la enajenación ascendió a US\$48 millones, generando una pérdida en la venta por **US\$86 millones**, pérdida que fue registrada durante primer trimestre de 2023 y que se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Enel Generación Costanera** en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

En la misma fecha, Enel Américas firmó un acuerdo con **Central Puerto** para la venta del **41,2%** de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica **Central Dock Sud**. Esta venta quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, entre las cuales se incluía que la operación se efectuaría sólo si los restantes accionistas minoritarios en **Central Dock Sud**, directos e indirectos, no ejercieran su derecho de compra preferente.

Con fecha **17 de marzo de 2023**, **YPF Luz**, la empresa de energía eléctrica de **YPF**, notificó a Enel Américas su intención de ejercer su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que la misma posee en **Inversora Dock Sud S.A.**, haciendo el mismo extensivo a las acciones que Enel Américas poseía en **Central Dock Sud S.A.** a través de **Enel Argentina**. Asimismo, en la misma fecha, **Pan American Sur S.A.** comunicó a **Enel Argentina** su intención de ejercer su derecho de compra preferente sobre las acciones que esta poseía en **Central Dock Sud**. El acuerdo con los



ANÁLISIS RAZONADO

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

accionistas minoritarios de **Central Dock Sud**, directos e indirectos, estableció como valor de venta una suma total de **US\$52 millones** y quedó supeditado al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes.

Con fecha **14 de abril de 2023**, habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfeccionó la venta de la participación que el Grupo ostentaba en **Central Dock Sud**. Producto de esta operación, se generó una pérdida de **US\$193 millones**, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Central Dock Sud** en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación, la cual fue registrada íntegramente durante el segundo trimestre del año 2023.

b) Proceso de venta de subsidiarias en Perú

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

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

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

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú

Antecedentes específicos:

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

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

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de **Enel Américas** y de **Enel Perú** emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.** y por **Compañía Energética Veracruz S.A.C.**, quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquella por parte del **INDECOPI**. La adquisición de las acciones de **Compañía Energética Veracruz S.A.C.** se materializaría en forma directa y la adquisición de las acciones de **Enel Generación Perú S.A.A.** se realizaría a través de una oferta pública de adquisición (**OPA**) de acuerdo con la legislación peruana.

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



ANÁLISIS RAZONADO

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

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

Proceso de venta de Enel Distribución Perú y Enel X Perú.

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

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

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

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes 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.

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.



ANÁLISIS RAZONADO

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

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

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

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

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

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

II. Redondeo

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



ANÁLISIS RAZONADO

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

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el primer trimestre de **2025**, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión aumentó en **4,1%** comparado con igual trimestre de 2024, llegando a los **US\$407 millones**. Esto se explica principalmente por mejor hidrología y menores compras de energía en Colombia y Centro América, junto con menores gastos operacionales en Argentina, parcialmente compensado por un menor resultado en Brasil producto de la devaluación del real brasileño.

Las **ventas físicas de energía** de operaciones continuadas aumentaron un **12,7%** en el primer trimestre, explicado por mayores ventas en Brasil asociadas a **Enel Trading Brasil**, y por mayores ventas en Colombia y Centro América producto de crecimiento de la generación hidráulica. A su vez, la **generación de energía** de operaciones continuadas en el primer trimestre subió un **12,5%** respecto al período 2024, explicado principalmente por mayor generación renovable en Brasil y Colombia..

Información Física	mar.-25	mar.-24	Var %
Total Ventas (TWh)	17,4	15,4	12,7%
Total Generación (TWh)	9,8	8,7	12,5%

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** disminuyó un **13,6%** en el primer trimestre de 2025 comparado con el mismo período de 2024, alcanzando los **US\$613 millones**. Esto se explica principalmente por la devaluación del real brasileño y del peso colombiano, parcialmente compensado por un mejor resultado en Argentina por mayor indexación de tarifa.

Al cierre del 31 de marzo de 2025, **el número de clientes** consolidado de operaciones continuadas mostró un aumento de **397 mil**, o **1,8%**, en comparación con el mismo período de 2024, llegando a **22,7 millones**. Por su parte, las ventas físicas crecieron **0,2%** en el trimestre, explicado por aumentos en Enel Distribución Rio y Enel Distribución Sao Paulo, parcialmente compensado por menores ventas en Argentina, Colombia y Enel Distribución Ceará..

Información Física	mar.-25	mar.-24	Var %
Total Ventas (TWh)	27,3	27,3	0,2%
Número de clientes (miles)	22.698	22.301	1,8%



ANÁLISIS RAZONADO

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

RESUMEN FINANCIERO

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

- | | |
|---|--------------------|
| • Caja y caja equivalente ⁽¹⁾ | US\$2.648 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días ⁽¹⁾ | US\$2.825 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ⁽²⁾ | US\$1.215 millones |

El aumento de las tasas de interés en Enel Américas (10,3% en Dic-24 vs 10,7% en Mar-25) ⁽¹⁾ se originó principalmente por el aumento de la tasa monetaria en Brasil (CDI), levemente compensado por la reducción de la tasa en Colombia (IBR).

Cobertura y protección:

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

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio del Grupo Enel Américas establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por **US\$1.156 millones** y forwards por **US\$356 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\$893 millones**.

(1) Información financiera detallada no incluye "activos mantenidos para la venta". A continuación, se detalla información financiera considerando "activos mantenidos para la venta": Caja y caja equivalente = US\$2.659 millones, Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días = US\$ 2.836 millones, Tasa Media Mar-25 = 10,7% y Tasa Media Dic-24 = 10,0%.

(2) Incluye tres líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de Enel Américas completamente disponible por un monto de US\$ 500 millones, otra de Enel Brasil completamente disponible por un saldo de US\$ 72 millones y otra de Enel Dx Sao Paulo completamente utilizada por un monto de US\$ 87 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

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

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades en los segmentos de generación y transmisión, y distribución en; Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos seis países. Adicionalmente dentro del período de análisis, la Compañía mantuvo una importante presencia en negocios de generación y distribución en Perú, los cuales, en una parte significativa, fueron vendidos durante el segundo trimestre del año 2024. De acuerdo con la NIIF 5, los negocios remanentes en Perú han sido clasificadas como disponibles para la venta y, además, considerando que implican dejar de operar en todos los negocios donde el Grupo estuvo y está presente, también cumplen con las condiciones para ser clasificadas como operaciones discontinuadas en la presentación de los resultados consolidados del Grupo.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **13,2 GW** al 31 de marzo de 2025, compuesta por **12,9 GW** de capacidad instalada de operaciones continuadas y **0,3 GW** de operaciones discontinuadas correspondientes a **Enel Generación Piura**, compañía que sigue en proceso de venta. Posterior a las ventas de **Enel Generación Costanera**, **Central Dock Sud**, **Central Cartagena** y **Enel Generación Perú**, concretadas el 17 de febrero de 2023, 14 de abril de 2023, 1 de diciembre de 2023 y 9 de mayo de 2024, respectivamente, la capacidad total instalada (considerando operaciones continuadas y discontinuadas) de fuentes renovables asciende a **95,9%**. Dicho porcentaje se eleva a **98,2%** al aislar las operaciones en Perú.

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

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

Las subsidiarias del **Segmento de Generación en Perú**; Enel Generación Perú (hasta el 9 de mayo de 2024 fecha de su enajenación) y Enel Generación Piura, si bien han permanecido en operación dentro de parte del período reportado, de acuerdo a la NIIF 5 han cumplido las condiciones para ser declaradas como disponibles para la venta y además como operaciones discontinuadas, 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 generación y transmisión para los períodos acumulados y trimestrales terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024.

¹ El 9 de agosto de 2024, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 718/2024, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Aroyito por un año adicional, esto es, hasta el 11 de agosto de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador.



ANÁLISIS RAZONADO

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

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

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh)(*)			Participación de mercado %	
		mar.-25	mar.-24	Var %	mar.-25	mar.-24
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	0,5	0,8	(36,0%)	1,3%	2,0%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	10,7	9,0	19,1%	7,5%	6,4%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	5,3	4,8	9,2%	26,0%	23,5%
Segmento Generación Centroamérica	(***)	0,9	0,8	10,2%	9,6%	8,6%
Total operaciones continuadas		17,4	15,4	12,7%		

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

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

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

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Generación Energía (TWh)		
	mar.-25	mar.-24	Var %
Segmento de Generación Argentina	0,5	0,8	(36,0%)
Segmento de Generación Brasil	4,6	3,8	21,7%
Segmento de Generación Colombia	4,0	3,5	13,8%
Segmento Generación Centroamérica	0,7	0,6	12,9%
Total	9,8	8,7	12,5%



ANÁLISIS RAZONADO

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

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo en Brasil y Enel Colombia S.A. ESP en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a **22,7 millones de clientes**.

Respecto al negocio de **Distribución en Perú**; Enel Distribución Perú fue vendida el 12 de junio de 2024, y si bien estuvo en operaciones en el período reportado al 31 de marzo de 2024, de acuerdo a la NIIF 5 cumplió las condiciones para ser declarada como disponible para la venta y además como una operación discontinuada, por lo cual, tanto su información física como financiera, no ha sido consolidada en las aperturas de información física y financiera incorporada en segmento de distribución para los períodos acumulados al 31 de marzo 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 terminados 31 de marzo de 2025 y 2024.:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh) (*)			Pérdidas de energía (%)	
	mar.-25	mar.-24	Var %	mar.-25	mar.-24
Segmento de Distribución Argentina	4,5	4,6	(2,1%)	17,7%	16,1%
Segmento de Distribución Brasil	19,0	18,8	1,2%	13,1%	13,1%
Segmento de Distribución Colombia	3,8	3,8	(1,6%)	7,5%	7,5%
Total	27,3	27,3	0,2%	13,1%	12,8%

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	mar.-25	mar.-24	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.729	2.673	2,1%
Segmento de Distribución Brasil	15.987	15.738	1,6%
Segmento de Distribución Colombia	3.982	3.890	2,4%
Total	22.698	22.301	1,8%

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 al 31 de marzo de 2025 y 2024:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Generación	13	10	294	277	396	431	83	81	786	799	(58)	(54)	728	745
Cientes Regulados	-	-	61	66	166	170	41	35	268	271	(3)	(6)	265	265
Cientes no Regulados	-	-	178	182	141	166	17	20	336	368	(11)	(8)	325	360
Ventas de Mercado Spot	13	10	55	29	89	95	25	26	182	160	(44)	(40)	138	120
Distribución	393	233	1.043	1.273	275	310	-	-	1.711	1.816	9	6	1.720	1.822
Residenciales	150	66	661	759	158	179	-	-	969	1.004	-	-	969	1.004
Comerciales	100	44	261	328	69	77	-	-	430	449	3	2	433	451
Industriales	67	29	64	80	28	32	-	-	159	141	3	2	162	143
Otros Consumidores	76	94	57	106	20	22	-	-	153	222	3	2	156	224
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(12)	(13)	(38)	(36)	-	-	(50)	(49)	49	48	(1)	(1)
Ingresos por Ventas de Energía	406	243	1.325	1.537	633	705	83	81	2.447	2.566	-	-	2.447	2.566
Variación en millones de US\$ y %	163	(67,1%)	(212)	(13,8%)	(72)	(10,2%)	2	2,5%	(119)	(4,6%)	-	-	(119)	(4,6%)



ANÁLISIS RAZONADO

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

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 31 de marzo de 2025 fue de una utilidad de **US\$245 millones**, lo que representa una disminución de **US\$114 millones** con respecto a los **US\$359 millones** de utilidad registrada al 31 de marzo de 2024. La variación se explica principalmente por la contribución de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú al 31 de marzo de 2024, sociedades que luego fueron vendidas durante el segundo trimestre de 2024.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, al 31 de marzo de 2025 y 2024:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	%
Ingresos	3.280	3.373	(93)	(2,8%)
Ingresos de actividades ordinarias	2.955	3.082	(127)	(4,1%)
Otros ingresos de explotación	325	291	34	11,6%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(1.862)	(1.916)	54	(2,8%)
Compras de energía	(1.251)	(1.274)	23	(1,8%)
Consumo de combustible	(9)	(20)	12	(58,3%)
Gastos de transporte	(304)	(339)	36	(10,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(299)	(282)	(17)	6,1%
Margen de Contribución	1.418	1.457	(40)	(2,7%)
Gastos de personal	(140)	(120)	(20)	16,7%
Otros gastos por naturaleza	(271)	(261)	(10)	4,0%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.007	1.077	(70)	(6,5%)
Depreciación y amortización	(287)	(271)	(16)	5,9%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	9	(5)	14	(263,1%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(80)	(71)	(9)	12,8%
Resultado de Explotación (EBIT)	649	730	(81)	(11,1%)
Resultado Financiero	(166)	(181)	15	(8,4%)
Ingresos financieros	108	107	1	0,6%
Gastos financieros	(330)	(420)	90	(21,4%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	49	127	(78)	(61,2%)
Diferencia de cambio	7	5	2	47,8%
Otros Resultados distintos de la operación	(1)	(0)	(1)	n.a.
Otras Ganancias (pérdidas)	0	1	(1)	(96,1%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	(1)	(1)	(1)	145,6%
Resultado Antes de Impuestos	481	549	(68)	(12,3%)
Impuesto sobre sociedades	(138)	(191)	53	(27,9%)
Resultado después de impuestos	344	358	(14)	(4,0%)
Resultado de operaciones discontinuadas	6	130	(125)	(95,7%)
Resultado del Período	349	488	(139)	(28,5%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	245	359	(114)	(31,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	104	129	(25)	(19,5%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00224	0,00246	(0,00023)	(9,3%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	0,00005	0,00088	(0,00083)	(94,4%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,00229	0,00335	(0,00106)	(31,7%)

(*) 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 ejercicios terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024.

(**) Al 31 de marzo de 2025 y 2024., el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530.



ANÁLISIS RAZONADO

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

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 31 de marzo de 2025 fue de **US\$1.007 millones**, lo que presenta una disminución de **US\$70 millones**, equivalente a un **6,5%** respecto a los **US\$1.077 millones** del mismo período 2024.

La disminución del **EBITDA** durante el primer trimestre de 2025 fue de **US\$70 millones**, esto se explica principalmente por un menor resultado en Brasil, producto de la devaluación del real brasileño. Esto es parcialmente compensado por mejores resultados en generación en Colombia y Centro América, producto de mayor generación hidráulica y menores compras de energía, y en distribución en Argentina, por mayor indexación de la tarifa.

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, al 31 de marzo de 2025 y 2024:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Generación y Transmisión:				
Argentina	13	10	3	28,7%
Brasil	295	285	10	3,4%
Colombia	411	437	(26)	(6,0%)
Centroamérica	83	80	3	3,4%
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	802	813	(11)	1,3%
Distribución:				
Argentina	410	236	174	73,9%
Brasil	1.577	1.790	(213)	(11,9%)
Colombia	540	583	(43)	(7,4%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	2.528	2.609	(81)	3,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(50)	(49)	(1)	(2,4%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	3.280	3.373	(93)	2,8%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(1)	(1)	-	(21,5%)
Brasil	(136)	(95)	(42)	(44,0%)
Colombia	(176)	(225)	50	22,0%
Centroamérica	(20)	(25)	5	19,6%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(333)	(346)	13	(3,7%)
Distribución:				
Argentina	(276)	(163)	(112)	(68,9%)
Brasil	(1.012)	(1.120)	108	9,7%
Colombia	(301)	(340)	39	11,4%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(1.589)	(1.623)	35	(2,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	60	53	7	12,4%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(1.862)	(1.916)	54	(2,8%)



ANÁLISIS RAZONADO

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

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Generación y Transmisión:				
Argentina	(1)	(3)	2	(65,2%)
Brasil	(4)	(4)	-	7,5%
Colombia	(12)	(10)	(2)	20,6%
Centroamérica	(3)	(3)	-	(4,5%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(20)	(20)	(0)	0,5%
Distribución:				
Argentina	(46)	(32)	(15)	45,9%
Brasil	(52)	(45)	(7)	16,5%
Colombia	(10)	(9)	-	0,4%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(108)	(86)	(22)	25,5%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(11)	(13)	2	(16,4%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(140)	(120)	(20)	16,7%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(2)	(8)	6	(75,7%)
Brasil	(25)	(26)	1	(4,9%)
Colombia	(10)	(17)	7	(38,4%)
Centroamérica	(4)	(5)	1	(15,7%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(41)	(55)	14	(25,8%)
Distribución:				
Argentina	(65)	(33)	(33)	99,8%
Brasil	(123)	(131)	8	(6,0%)
Colombia	(29)	(26)	(3)	10,9%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(218)	(190)	(28)	14,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(12)	(15)	3	(21,0%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(271)	(261)	(10)	4,0%
Generación y Transmisión:				
Argentina	9	(2)	10	n.a.
Brasil	130	161	(31)	(19,2%)
Colombia	213	185	28	15,0%
Centroamérica	56	47	9	18,0%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	407	392	16	4,1%
Distribución:				
Argentina	22	8	14	179,0%
Brasil	390	494	(104)	(21,1%)
Colombia	200	207	(7)	(3,3%)
EBITDA Segmento de Distribución	613	709	(96)	(13,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(24)	11	(44,7%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	1.007	1.077	(70)	(6,5%)



ANÁLISIS RAZONADO

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

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	13	10	3	28,7%
Costos de explotación	(1)	(1)	-	21,5%
Gastos de personal	(1)	(3)	2	(65,2%)
Otros gastos por naturaleza	(2)	(8)	6	(75,7%)
Total Segmento Generación Argentina	9	(2)	10	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$9 millones** al 31 de marzo de 2025, lo que representa un aumento de **US\$10 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación de las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$3 millones** al 31 de marzo de 2025, con respecto a igual al período 2024. Este aumento se explica por: **(i) US\$7 millones** debido a los incrementos de precios otorgados en diversas resoluciones emitidas por el **ENRE**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) menores ingresos por US\$3 millones** por el efecto en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, la cual se vio acrecentada por las nuevas políticas económicas establecidas al cierre de 2024, que derivaron en un aumento significativo del tipo de cambio de la moneda local respecto al dólar; y; **(ii) US\$1 millón** por menor volumen de venta física (**-0,3 TWh**), por baja en condiciones hidrológicas.

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

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$2 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\$6 millones**, principalmente por los costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$5 millones**, producto de la baja en la inflación Argentina.



ANÁLISIS RAZONADO

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

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	295	285	10	3,4%
Costos de explotación	(136)	(95)	(42)	(44,0%)
Gastos de personal	(4)	(4)	-	(7,5%)
Otros gastos por naturaleza	(25)	(26)	1	4,9%
Total Segmento Generación Brasil	130	161	(31)	(19,2%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$130 millones** al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución de **US\$31 millones** respecto al mismo período 2024. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$10 millones**, equivalentes a un **3,4%**, en el período terminado al 31 de marzo de 2025 con respecto al 2024. El incremento se explica principalmente por: **(i) US\$52 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física **(+1,7 TWh)** comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP** en **Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación; y, **(ii) US\$14 millones** por mayores precios medios de venta. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$53 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y, **(ii) US\$2 millones** de menores ventas de energía al mercado brasileño proveniente importaciones de Uruguay y Argentina.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$42 millones**, o un **44,0%**, durante el período terminado al 31 de marzo de 2025 comparado con el período 2024, principalmente por: **(i) US\$65 millones** de mayores costos de compras de energía, principalmente por mayor volumen; **(ii) US\$1 millón** de mayores costos de transporte; y, **(iii) US\$1 millón** de mayores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$24 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

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

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$1 millones** principalmente por: **(i) US\$5 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior compensado por: **(i)** mayores compras en materiales y equipos asociados plantas eólicas principalmente por **US\$2 millones**; y, **(ii)** mayores pagos a por seguros contratados en **EGP** en **Brasil** por **US\$1 millón**.



ANÁLISIS RAZONADO

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

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	411	437	(26)	(6,0%)
Costos de explotación	(176)	(225)	50	22,0%
Gastos de personal	(12)	(10)	(2)	(20,6%)
Otros gastos por naturaleza	(10)	(17)	7	38,4%
Total Segmento Generación Colombia	213	185	28	15,0%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$213 millones** durante el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un incremento de **US\$28 millones** respecto al mismo período de 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación** disminuyeron en **US\$26 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, o un **6,0%** respecto a los ingresos reconocidos en el período 2024. Esta disminución se explica principalmente por: **(i) US\$73 millones** de menores ingresos por precios medios de venta en el mercado spot; **(ii) efecto negativo de US\$28 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$66 millones** por mayores ventas físicas de energía eléctrica **(+0,4 TWh)** por mejores condiciones hídricas durante el período 2025 respecto a 2024 y; **(ii) mayores ingresos por US\$9 millones** por indemnizaciones por siniestros en el período acumulado terminado al 31 de marzo de 2025 respecto al mismo período 2024.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$50 millones**, equivalentes al **22,0%**, y se explica principalmente por: **(i) US\$32 millones** principalmente por disminución en los volúmenes de energía comprada; **(ii) efecto positivo en conversión de cifras por US\$12 millones** por devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y; **(iii) US\$ 11 millones** de menor costo por generación a base de combustible. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(iii) US\$5 millones** de mayor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$2 millones** principalmente por mayores costos salariales por reajustes salariales.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$7 millones** básicamente por: **(i) US\$6 millones** por menores costos por multas ambientales y; **(ii) US\$1 millón** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.



ANÁLISIS RAZONADO

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

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado			
	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	83	80	3	3,4%
Costos de explotación	(20)	(25)	5	19,6%
Gastos de personal	(3)	(3)	0	4,5%
Otros gastos por naturaleza	(4)	(5)	1	15,7%
Total Segmento Generación Centroamérica	56	47	9	18,0%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$56 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un incremento de **US\$9 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$3 millones** principalmente originados por mayores volúmenes de ventas por **+0,1 TWh** que provienen principalmente de una mayor generación de energía en Panamá, por una optimización del nivel de los embalses por requerimientos del sistema que permitió aprovechar los altos aportes hídricos respecto a 2024.

Los **costos de explotación** se disminuyeron en **US\$5 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del período 2024.

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

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$1 millón**, principalmente por el registro de multas impuestas por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") a PH Chucás en el período 2024, asociadas a la entrada en operación de la planta del mismo nombre en Costa Rica.



ANÁLISIS RAZONADO

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

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado			
	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	410	236	174	73,9%
Costos de explotación	(276)	(163)	(112)	68,9%
Gastos de personal	(46)	(32)	(15)	45,9%
Otros gastos por naturaleza	(65)	(33)	(33)	99,8%
Total Segmento Distribución Argentina	22	8	14	179,0%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$22 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un incremento de **US\$14 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$174 millones**, o un **73,9%**, al 31 de marzo de 2025, respecto al período 2024, que se explican fundamentalmente por; (i) mayores ingresos por **US\$288 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, con aplicación a partir de febrero de 2024 principalmente. Lo anterior se compensa parcialmente por; (i) **US\$103 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense y; (ii) **US\$10 millones** por menor venta física en durante el período terminado al 31 de marzo de 2025 **(-0,1 TWh)**.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$112 millones** fundamentalmente explicados por; (i) **US\$155 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; (ii) **US\$14 millones** por mayores costos de transporte y; (iii) **US\$11 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$2 millones** por mayores costos en volúmenes de compra física de energía y; (ii) **US\$69 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$15 millones** respecto al período 2024, básicamente por (i) **US\$19 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias; y, (ii) **US\$6 millones** de mayores gastos de personal por disminución en capitalización de mano de obra en activos de inversión. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$12 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron en **US\$33 millones** respecto al período 2024, básicamente por: **US\$49 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$16 millones** por efecto positivo de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	mar.-25	mar.-24	Var p.p.	mar.-25	mar.-24	Var
Edesur	17,7%	16,1%	1,5	2,73	2,67	2,1%
Total Segmento Distribución Argentina	17,7%	16,1%	1,5	2,73	2,67	2,1%



ANÁLISIS RAZONADO

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

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.577	1.790	(213)	(11,9%)
Costos de explotación	(1.012)	(1.120)	108	(9,7%)
Gastos de personal	(52)	(45)	(7)	16,5%
Otros gastos por naturaleza	(123)	(131)	8	(6,0%)
Total Segmento Distribución Brasil	390	494	(104)	(21,1%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$390 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución de **US\$104 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** al 31 de marzo de 2025, en el segmento de distribución de Brasil tuvieron una disminución de **US\$213 millones** equivalente de un **11,9%** respecto a los ingresos registrados en el período 2024. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$285 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii) menores ingresos por US\$47 millones** producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; y; **(iii) US\$2 millones** de menores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$54 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; **(ii) US\$29 millones** de mayores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12; **(iii) US\$27 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen en la venta física de energía **(+0,2 TWh)**; **(iv) US\$10 millones** de mayores ingresos por encargos sectoriales; y; **(v) mayores ingresos por US\$3 millones** por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$108 millones**, o un **9,7%**, en el período terminado al 31 de marzo de 2025, respecto al mismo período 2024, y se explican principalmente por; **(i) US\$183 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$8 millones** de menores costos de transporte de energía; **(iv) US\$6 millones** por menores costos en volumen de compras de energía ocasionada por la rebaja de los precios spot debido al mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil y; **(v) US\$2 millones** de menores costos por cortes y reconexiones de líneas eléctricas. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$54 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; **(ii) US\$30 millones** por mayores compras de energía para cubrir la demanda debido al incremento de ventas físicas; y **(iii) US\$7 millones** de mayores costos relacionados al uso compartido de postes.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$7 millones**, principalmente por mayores compensaciones al personal respecto al período 2024.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$8 millones** con respecto al período 2024, principalmente como consecuencia de; **(i) US\$22 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US\$10 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Sao Paulo; y; **(ii) US\$7 millones** de mayores costos en servicios tercerizados,

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



ANÁLISIS RAZONADO

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

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos de explotación	540	583	(43)	(7,4%)
Costos de explotación	(301)	(340)	39	(11,4%)
Gastos de personal	(10)	(9)	-	0,4%
Otros gastos por naturaleza	(29)	(26)	(3)	10,9%
Total Segmento Distribución Colombia	200	207	(7)	(3,3%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$200 millones** durante 2025, lo que representa una disminución de **US\$7 millones** respecto al período 2024. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$43 millones**, equivalente a una baja de un **7,4%**, y se explican principalmente por; **(i) US\$37 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, como consecuencia de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(ii) US\$15 millones** de menores ingresos por volumen en la venta física de energía (**-0,1 TWh**). Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$9 millones** de mayores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y precios spot; y, **(ii) US\$1 millón** de mayores ingresos por peajes a clientes no regulados.

Los **costos de explotación** disminuyeron **US\$39 millones**, o un **11,4%**, los que se explican principalmente por; **(i) US\$21 millones** de efecto positivo por conversión de cifras originado por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; y, **(ii) US\$15 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$2 millones** de mayores costos de transporte.

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

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$3 millones**, principalmente por actualizaciones de litigios y contingencias y mayores servicios de terceros.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	mar.-25	mar.-24	Var p.p.	mar.-25	mar.-24	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,98	3,89	2,4%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,98	3,89	2,4%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO 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, al 31 de marzo de 2025 y 2024:

SEGMENTO DE NEGOCIO	mar.-25			mar.-24		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	9	-	9	(2)	(2)	(3)
Brasil	130	(52)	78	161	(45)	115
Colombia	213	(14)	198	185	(19)	166
Centroamérica	56	(12)	43	47	(17)	31
Total Segmento de Generación y Transmisión	407	(79)	329	392	(82)	309
Distribución:						
Argentina	22	(58)	(36)	8	(35)	(27)
Brasil	390	(177)	213	494	(182)	312
Colombia	200	(37)	163	207	(42)	165
Total Segmento de Distribución	613	(272)	340	709	(259)	450
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(7)	(20)	(24)	(6)	(30)
Total Consolidado Enel Américas	1.007	(359)	649	1.077	(347)	730

La depreciación, amortización y deterioro de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$359 millones** por el período terminado al 31 de marzo de 2025, aumentando en **US\$11 millones** con respecto al período 2024.

La depreciación y amortización ascendieron a **US\$287 millones** al 31 de marzo de 2025, monto que es **US\$16 millones** mayor al registrado durante 2024 y se explica principalmente por: (i) **US\$11 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Argentina** con **US\$14 millones**; (b) **Brasil** con **US\$2 millones**; y, (c) con una disminución en **Colombia** de **US\$4 millones**; (ii) mayor depreciación por **US\$3 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil y; (iii) **US\$2 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Argentina.

Por su parte, las pérdidas por deterioro alcanzaron **US\$72 millones**, al 31 de marzo de 2025, registrando una baja de **US\$5 millones** respecto a 2024. Esta disminución se explica principalmente por ajustes relacionados a activos de larga vida de generación y proyectos de soluciones energéticas avanzadas, por **US\$14 millones** según el siguiente detalle; (a) **Enel Colombia** con menores pérdidas por deterioro por **US\$9 millones asociadas** a proyecto renovable; y, (b) **Guatemala** con **US\$4 millones** asociados a proyectos renovables. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros por **US\$12 millones** por la aplicación de NIIF 9 por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada en las compañías de **Edesur, EGP Brasil** y **Enel Colombia** principalmente; y (ii) **US\$3 millones** de menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros en compañías distribuidoras brasileñas por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar.



ANÁLISIS RAZONADO

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

Resultado no Operacional

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

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Ingresos Financieros:				
Argentina	4	14	(10)	(70.4%)
Brasil	74	80	(6)	(7.7%)
Colombia	7	12	(5)	(39.4%)
Centroamérica	1	1	-	(0.4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	15	-	15	n.a.
Total Ingresos Financieros	108	107	1	0.6%
Gastos Financieros:				
Argentina	(71)	(56)	(15)	26.4%
Brasil	(179)	(257)	78	(30.4%)
Colombia	(69)	(79)	10	(12.6%)
Centroamérica	(3)	(4)	1	(23.4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8)	(24)	16	(66.2%)
Total Gastos Financieros	(330)	(420)	90	(21.4%)
Diferencias de cambio:				
Argentina	-	7	(7)	(101.8%)
Brasil	7	(4)	11	(246.1%)
Colombia	3	1	2	273.7%
Perú	(1)	-	(1)	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(1)	1	(2)	(189.2%)
Total Diferencias de Cambio	7	5	2	47.8%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	49	127	(78)	(61.2%)
Total Resultado Financiero Enel Américas	(166)	(181)	15	(8.4%)
Otras ganancias (pérdidas):				
Brasil	-	1	-	(91.0%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	-	1	(1)	(96.4%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Colombia	-	(1)	1	(64.4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(1)	1	(2)	(251.9%)
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	(2)	(1)	(1)	154.5%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	(2)	-	(2)	n.a.
Resultado Antes de Impuesto	481	549	(68)	(12.3%)
Impuestos:				
Argentina	27	(24)	50	(213.1%)
Brasil	(37)	(72)	35	(48.8%)
Colombia	(100)	(92)	(8)	8.2%
Perú	(1)	-	(1)	n.a.
Centroamérica	(12)	(10)	(3)	29.0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(14)	7	(21)	(313.2%)
Total Impuesto sobre Sociedades	(138)	(191)	53	(27.9%)
Resultado después de impuestos	344	358	(14)	(4.0%)
Resultado de operaciones discontinuadas	6	130	(125)	(95.7%)
Resultado del Período	349	488	(139)	(28.5%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	245	359	(114)	(31.7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	104	129	(25)	(19.5%)



ANÁLISIS RAZONADO

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

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida de US\$166 millones** en período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa una menor pérdida de **US\$15 millones** respecto a la registrada durante el período 2024. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Mayores **ingresos financieros** por **US\$1 millón**, principalmente explicados en Brasil por; (i) **US\$9 millones** de mayores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (ii) menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$8 millones**;

(b) Menores **gastos financieros** por **US\$90 millones** explicados principalmente por; (i) **US\$22 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (ii) **US\$22 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; (iii) **US\$21 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil; (iv) **US\$12 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; (v) **US\$11 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil; (vi) **US\$10 millones** de menores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda originado en **Enel Colombia** y en Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada**; y, (vii) **US\$9 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$12 millones** por mayores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** y otros acreedores en Argentina; (ii) **US\$6 millones** de mayores activaciones de gastos financieros en proyectos, y, (iii) **US\$1 millón** de mayor gasto en actualización de provisiones.

(c) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$78 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.

(d) Ingresos por **diferencias de cambio** evidencian mayor ingreso de **US\$2 millones** al comparar con período 2024, debido principalmente a; (i) **US\$3 millones** en **Enel Brasil** por mayor ingreso por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación.

Las **otras ganancias (pérdidas)** registran un menor ingreso de **US\$1 millón** los cuales se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2024.

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$138 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa un menor gasto impositivo de **US\$53 millones** respecto del período 2024. Esta disminución se explica principalmente por; (i) menores impuestos por **US\$54 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por; (A) **US\$61 millones** de menores impuestos por menores resultados y; (B) efecto positivo de conversión de cifras por **US\$7 millones** originada por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense; asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (ii) **US\$31 millones** de menor gasto por impuestos este período, producto del registro en el primer trimestre de 2024 de menor indemnización asociada al término del contrato de concesión de **Enel CIEN** en Brasil; (iii) menores impuestos por **US\$11 millones** por la parte restante de compañías brasileñas exceptuando las ya descritas; y (iv) **US\$5 millones** por menor gasto de impuesto por reconocimiento de impuesto diferido de activo asociado a pérdidas tributarias de años anteriores en **Enel Distribución Rio** en Brasil. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; (i) mayores impuestos por **US\$21 millones** en **Enel Generación el Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; (ii) **US\$10 millones** de mayores impuestos por la disminución de resultados en las sociedades de Colombia; y, (iii) mayores impuestos diferidos por **US\$7 millones** por pérdida tributaria correspondiente al período 2024.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los **US\$6 millones** al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución **US\$125 millones** respecto al período 2024, correspondiente a menores resultados en operaciones discontinuadas, por la contribución que entregaban al resultado las operaciones de **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú** en el primer trimestre de 2024 y que fueron vendidas en el segundo trimestre del mismo año.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	mar.-25	dic.-24	Variación	Var %
Activos Corrientes	7.398	7.419	(21)	(0,3%)
Activos No Corrientes	25.830	24.065	1.765	7,3%
Total Activos	33.228	31.484	1.744	5,5%

El total de activos de Enel Américas al 31 de marzo de 2025 aumentaron en **US\$1.744 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\$21 millones**, equivalente a un **0,3%**, principalmente explicado por:
 - > La disminución del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$428 millones**, compuesto principalmente por:
 - (1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$525 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\$340 millones**, que corresponden a egresos de flujo de efectivo por: (i) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$202 millones**; (ii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$200 millones**; (iii) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$188 millones**; (iv) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$4 millones**; (v) otras partidas por utilización de efectivo por otros conceptos de actividades de inversión por **US\$1 millón**. Estos ingresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$219 millones**; (ii) **US\$33 millones** por recuperaciones de préstamos a empresas relacionadas y su interés; y, (iii) **US\$2 millones** por ingresos procedentes de instrumentos derivados;
 - (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$664 millones** que se relacionan con erogaciones relacionadas con: (i) **US\$370 millones** de dividendos pagados; (ii) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$331 millones**; (iii) **US\$314 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; (iv) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$202 millones**; y, (v) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$17 millones**. Las anteriores erogaciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) **US\$470 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$17 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$453 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; (ii) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$87 millones**; y, (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$13 millones**.
 - (4) Aumento de **US\$56 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, con la variación negativa de **US\$11 millones** de activos disponibles para la venta al inicio y al final del período reportado, e;
 - (5) Incremento de **US\$6 millones** por la variación de efectivo y equivalente de efectivo asociado a disponibles para la venta.
 - Disminución de **otros activos financieros corrientes** por **US\$44 millones**, que se explican principalmente por instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando en **Enel Generación Chocón** por **US\$15 millones**, de **Enel Distribución Rio** por **US\$12 millones**, **Enel Colombia** por **US\$9 millones**, **Enel Brasil** por **US\$7 millones**, y **Edesur** con **US\$1 millón**.
 - Incremento de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$52 millones**, que se explican por (i) **US\$10 millones** de gastos pagados por anticipado, y (ii) **US\$38 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención. (iii) **US\$4 millones** de gastos en servicios de investigación y desarrollo, y (iv) **US\$28 millones** de incremento en otros activos no financieros corrientes. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por disminución de: (i) **US\$28 millones** de impuestos Pis/Cofins en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Incremento de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$373 millones**, que se explica principalmente por efecto positivo de conversión por (i) **US\$161 millones** producto de la apreciación experimentada por el real brasilero, con respecto al dólar estadounidense respecto al período anterior; (ii) **US\$121 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur** y **Enel Trading Argentina**; (iii) aumento de volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$57 millones**; (iv) **US\$34 millones** de mayores cuentas por cobrar por volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia**.



ANÁLISIS RAZONADO

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

- Incremento de **inventarios** por **US\$37 millones**, básicamente por efecto positivo de conversión en sociedades de distribución de Brasil ante la apreciación experimentada por el real brasileño frente al dólar estadounidense desde diciembre 2024 al 31 de marzo de 2025.
 - Disminución de **impuestos corrientes** por **US\$24 millones**, originada por: (i) **US\$29 millones** por menor provisión de impuesto a la renta en países **Brasil y Colombia**, y (iii) **US\$4 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en **Enel Generación Piura**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (ii) **US\$2 millones** por aumento de pagos provisionales de impuesto a la renta en **Enel Perú** por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**.
 - Incremento de **activos disponibles para la venta**² por **US\$11 millones**, se origina principalmente por la variación de saldos de activos de las sociedades peruanas clasificadas como disponibles para la venta y vendidas en el segundo trimestre de 2024.
- > Aumento de los **Activos no Corrientes** por **US\$1.765 millones**, equivalente a un **7,3%** principalmente por:
- Incremento de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$526 millones**, principalmente explicado por: (i) **US\$312 millones**, debido al efecto positivo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF12 en las sociedades de distribución brasileñas al 31 de marzo de 2025; y, (ii) **US\$216 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Incremento de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$162 millones**, que se explica principalmente por; (i) mayores impuestos por recuperar de **PIS y COFINS** por **US\$66 millones**, (ii) mayores depósitos judiciales **US\$21 millones**; (iii) **US\$81 millones** por mayores activos en construcción generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; y, (iv) mayores otros conceptos varios por **US\$9 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) menores impuestos al valor agregado por cobrar por **US\$15 millones**.
 - Incremento de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$71 millones**, que corresponden principalmente a acumulaciones y menos traspasos al corto plazo de cuentas comerciales, de acuerdo a; (i) **Enel Trading Brasil** con **US\$80 millones**; (ii) **US\$25 millones** de incremento en compañías distribuidoras brasileñas **Enel Distribución Río, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará**; y, (ii) **US\$7 millones** en **Enel Generación Chocón**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **Enel X Brasil** con **US\$28 millones**
 - Incremento de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$123 millones** compuesto principalmente por; (i) aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por **US\$62 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil; (ii) incremento por **US\$197 millones** relacionados con el efecto de conversión de las distintas monedas funcionales en que opera la compañía; (iii) disminución por amortización del período por **US\$143 millones**; (iv) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$8 millones**; y, (v) disminución por retiros por **US\$2 millones**.
 - Incremento de **plusvalía** por **US\$82 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Incremento de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$726 millones** compuesto principalmente por; (i) aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US\$203 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; (ii) incremento por **US\$511 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del período por **US\$139 millones**; (iv) deterioros revertidos por **US\$11 millones**; (v) retiros de servicios por **US\$17 millones**. (vi) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$170 millones**. (vii) disminución por otros movimientos por **US\$12 millones**.
 - Incremento de **activos por impuestos diferidos** por **US\$26 millones**, explicado principalmente por efecto positivo de conversión en sociedades brasileñas producto de la apreciación experimentada por el real brasileño respecto del dólar estadounidense.

² Para mayor información ver Nota N° 5.1 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2025.



ANÁLISIS RAZONADO

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

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	mar.-25	dic.-24	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.726	7.115	611	8,6%
Pasivo No Corriente	7.922	7.962	(40)	(0,5%)
Patrimonio Total	17.580	16.407	1.173	7,1%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	15.329	14.130	1.199	8,5%
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.251	2.277	(26)	(1,1%)
Total Patrimonio y Pasivos	33.228	31.484	1.744	5,5%

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 31 de marzo de 2025 aumentaron en **US\$1.744 millones** respecto de 31 de diciembre de 2024, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en **US\$611 millones**, equivalentes a un **8,6%** explicado principalmente por:
 - Aumento de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$444 millones** principalmente por: (i) el aumento de obligaciones bancarias por obtención de préstamos y obligaciones con el público de compañías brasileñas, tales como; **Enel Distribución Ceará** por **US\$298 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$275 millones**, **EGP Volta Grande** por **US\$3 millones**, así como también de **Edesur** por **US\$10 millones**, y **Enel Américas** por **US\$7 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (ii) pago de obligaciones bancarias por **Enel Colombia** por **US\$80 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$64 millones**; y **Enel Brasil** por **US\$4 millones**.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US\$437 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento de cuentas por pagar en servicios por **US\$226 millones**; (ii) incremento de **US\$142 millones** de dividendos por pagar a terceros; (iii) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$120 millones**, (iv) **US\$80 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (v) **US\$32 millones** de aumento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo; (vi) **US\$29 millones** de aumento de cuentas por pagar relacionadas al impuesto a la renta, planta y equipo (vii) **US\$12 millones** de mayores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; (viii) de mayores cuentas por pagar a **CAMMESA** por **US\$3 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$161 millones** de menores pasivos por compras de energía, y, (ii) de menores cuentas por pagar al personal por **US\$36 millones**.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$375 millones**, principalmente por; (i) disminución de las cuentas por pagar con **EFI** debido a pagos efectuados por (ii) **US\$110 millones**; disminución en dividendos por pagar a la matriz **ENEL S.p.A.** por **US\$304 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$31 millones** de aumento de cuentas por pagar con sociedades relacionadas con la matriz que prestan servicios técnicos e informáticos a las subsidiarias de **Enel Américas**; entre las que destacan; (1) **US\$15 millones** de incremento de cuentas por pagar con **Enel Grids**; (2) **US\$6 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel S.p.A.**; (3) **US\$5 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Global Services S.p.A.**; y (4) **US\$5 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Green Power S.p.A.**
 - Aumento de **otras provisiones corrientes** por **US\$39 millones**, principalmente explicada por; (i) mayores provisiones varias por **US\$25 millones**; (ii) por mayores provisiones por reclamaciones legales **US\$9 millones**; (iii) mayores provisiones por obligaciones medioambientales de la subsidiaria **Enel Colombia S.A.** por **US\$3 millones**; y, (iv) mayores provisiones de impuestos de **US\$2 millones**.
 - Aumento de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$27 millones** explicados principalmente por: (i) **Edesur** con mayor provisión de impuestos por **US\$22 millones**; (ii) **US\$17 millones** de mayor provisión de impuesto renta por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**; y (iii) **Generación Argentina** de **US\$3 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$16 millones** de menor provisión de impuestos en; (i) **Brasil** de **US\$12 millones**; y, (ii) **Colombia** de **US\$4 millones**
 - Aumento de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$24 millones**, básicamente originados por incremento en impuesto al valor agregado débito fiscal a pagar y otros impuestos de retención.
 - Aumento de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$4 millones** se origina principalmente por la variación de saldos de activos de las sociedades peruanas clasificadas como disponibles para la venta a diciembre 2024 y vendidas el segundo trimestre del 2024.
- > Los **Pasivos No Corrientes** disminuyeron en **US\$40 millones**, equivalente a un **0,5%**, y se explica principalmente por:
 - Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$29 millones**, fundamentalmente explicado por; (i) efecto positivo en conversión de cifras en subsidiarias brasileñas por **US\$96 millones** por apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2025. Lo anterior compensado por (ii) traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$67 millones** en las subsidiarias de Brasil y Colombia principalmente.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US\$68 millones** explicada; por;



ANÁLISIS RAZONADO

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

- (i) **US\$41 millones** de aumento de créditos Pis/Cofins a pagar por cuenta de terceros de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (ii) **US\$29 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (iii) **US\$11 millones** asociado a la renegociación que sostuvo Edesur con CAMMESA en Argentina; regularizando las deudas pendientes entre las partes y situando su liquidación en los pasivos no corrientes; y, (iv) **US\$10 millones** de mayores cuentas varias por pagar. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un incremento por; (i) disminución de cuentas por pagar en servicios por **US\$13 millones**; y, (ii) disminución de cuentas por pagar relacionados a investigación y desarrollo por **US\$9 millones**.
- Aumento de **otras provisiones no corrientes** por **US\$49 millones**, principalmente explicada por; (i) mayores provisiones por reclamaciones legales por **US\$31 millones**; (ii) **US\$8 millones** de mayores provisiones relacionadas al medio ambiente; (iii) **US\$5 millones** de mayores provisiones varias y, (iv) mayores provisiones de impuestos de **US\$4 millones**.
 - Disminución de **pasivo por impuestos diferidos** por **US\$27 millones** se relacionan con incremento neto de impuestos diferidos por actualización por hiperinflación en subsidiaria argentina **Edesur**.
 - Disminución en las **provisiones por beneficios a los empleados no corrientes (obligaciones por beneficios post-empleo)** por **US\$201 millones** que se explican por; (i) **US\$285 millones** de menores aportes en el período (ii) **US\$3 millones** de disminución por beneficios pagados en el período; . Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) aumento de **US\$58 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y, (ii) **US\$27 millones** de aumento por devengamiento de intereses.
- > El **Patrimonio total** aumentó en **US\$1.173 millones**, explicado por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US\$1.199 millones** principalmente por aumento de; (i) aumento por la utilidad del período por **US\$245 millones** y; (ii) aumento de otras reservas por **US\$954 millones**, principalmente por; (a) mayores diferencias de conversión positivas por **US\$881 millones**; (b) disminución de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US\$3 millones**; (c) reservas positivas por **US\$75 millones**, por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina; y; (d) **US\$1 millón** correspondiente a traspaso a resultado de diferencias de conversión positivas acumuladas en patrimonio, relacionado con la venta de las compañías de peruanas **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**.
 - Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en **US\$26 millones** y se explican principalmente por; (i) disminución por declaración de dividendos por; **US\$216 millones**; (ii) aumento de otras reservas varias por **US\$60 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina y; (iii) aumento de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión por **US\$26 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por aumento por la utilidad del período por **US\$104 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

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

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Unidad	mar.-25	dic.-24	mar.-24	Variación	Var %	
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,96	1,04	-	(0,09)	(8,2%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,96	0,98	-	(0,02)	(2,3%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(329)	304	-	(633)	(208,2%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,89	0,92	-	(0,03)	(3,1%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	49,4%	47,2%	-	2,2 p.p.	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	50,6%	52,8%	-	(2,2) p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,68	-	3,73	(0,06)	(1,5%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,8%	-	21,6%	(1,9) p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	16,8%	-	6,2%	10,6 p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	8,4%	-	3,4%	5,1 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 marzo 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 marzo de 2025 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 31 de marzo de 2025 alcanzó **0,96 veces**, inferior en un **8,2%** respecto al indicador al 31 de marzo de 2024. Esta variación se origina principalmente por mayores efectos en préstamos obtenidos de parte de compañías brasileñas **Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará**.
- La **razón ácida** al 31 de marzo de 2025 alcanzó **0,96 veces**, inferior en un **2,3%** respecto al indicador al 31 de marzo de 2024, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.
- El **capital de trabajo** al 31 de marzo de 2025 asciende a **US\$329 millones** negativo lo que representa una disminución de **US\$633 millones** respecto a diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente la obtención de prestamos indicada anteriormente.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,89 veces** inferior en un **3,1%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se origina principalmente por una mayor posición de pasivos corrientes explicada anteriormente, junto con un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US\$349 millones** durante el período terminado al 31 de marzo de 2025.
- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 31 de marzo de 2025 fue de **3,68 veces**, lo cual representa una disminución de **1,5%** comparado con el mismo período de 2024, principalmente a una disminución del EBITDA por menores resultados en los negocios de distribución y generación en Brasil.
- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **16,8%** al 31 de marzo de 2025, lo que se compara positivamente con una rentabilidad positiva de **6,2%** registrado en el mismo período de 2024. Este mejora 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 **8,4%** al 31 de marzo de 2025, lo que representa un incremento de **5,1 p.p.** respecto al **3,4%** presentado comparando 2023. Este mejora 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 MARZO DE 2025

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del período fue un monto negativo de **US\$479 millones** por el período terminado al 31 de marzo de 2025, lo que representa una disminución de **US\$509 millones** con respecto al mismo período período de 2024.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	mar.-25	mar.-24	Variación	Var %
Flujo de la Operación	525	622	(97)	(15,6%)
Flujo de Inversión	(340)	(661)	321	(48,6%)
Flujo de Financiamiento	(664)	69	(733)	n.a.
Flujo neto del período	(479)	30	(509)	n.a.

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$525 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025, representando una disminución de un **15,6%**, equivalentes a **US\$97 millones** con respecto al mismo período 2024. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por: **(i) US\$312 millones** menores pagos por otras actividades de operación; **(ii) US\$275 millones** de menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; **(iii) US\$89 millones** de menores pagos en impuestos; y **(iv) US\$41 millones** de menores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$725 millones** de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; **(ii) US\$83 millones** de mayores pagos a y por cuenta de los empleados; **(iii) US\$2 millones** de menores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias por **US\$3 millones**; y, **(vi) US\$2 millones** de menores cobros de otras actividades de la operación.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una mayor recaudación de flujos de **US\$321 millones** al 31 de marzo de 2025, al compararlo con el mismo período del 2024, que se explica principalmente por: **(i) US\$301 millones** por menores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; **(ii) US\$84 millones** por mayores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; **(iii) US\$7 millones** mayores cobros por préstamos a empresas relacionadas; y **(iv) US\$2 millones** de mayores cobros relacionados a instrumentos derivados.

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por: **(i) US\$72 millones** por mayores en la compra de inversiones a más de 90 días.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un mayor egreso de efectivo por **US\$733 millones** en el período terminado al 31 de marzo de 2025 comparado con el mismo período del 2024, originados principalmente por: **(i) US\$383 millones** de menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; **(ii) US\$254 millones** de mayores pagos de dividendos; **(iii) US\$248 millones** de mayores pagos de créditos bancarios y financiamiento con bonos; **(iv) US\$103 millones** de mayores pagos de intereses; y, **(v) US\$51 millones** de mayores pagos de préstamos a empresas relacionadas y **(vi) US\$5 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.

Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$293 millones** de menores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; **(i) US\$18 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.



ANÁLISIS RAZONADO

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

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para el período terminado al al 31 de marzo 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		
	mar.-25	mar.-24	Var %	mar.-25	mar.-24	Var %
Enel Colombia Segmento de Generación	57	65	(12,2%)	22	19	15,9%
Enel Generación Perú S.A.	-	36	(100,0%)	-	-	n.a.
Chinango	-	1	(100,0%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	-	1	(100,0%)	2	3	(33,9%)
EGP Volta Grande	-	1	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	82	75	9,1%	56	54	2,9%
Edesur S.A.	21	24	(11,6%)	44	29	49,2%
Enel Distribución Perú S.A.	-	39	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	54	58	(6,3%)	36	36	(0,8%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	54	68	(20,1%)	30	30	0,1%
Enel Colombia Segmento de Distribución	75	86	(12,7%)	33	38	(12,9%)
Enel Generación Piura S.A.	-	3	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel X Brasil	1	5	(78,5%)	1	3	(64,1%)
Enel Green Power Brasil	37	211	(82,5%)	51	45	12,3%
Enel Green Power Centroamérica	8	20	(59,8%)	12	12	(2,6%)
Total	389	691	(43,7%)	287	271	6,1%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS GRUPO ENEL
AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO 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 MARZO 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 37 subcategorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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

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

1.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	al 31.03.2025	al 31.12.2024
	%	%
Tasa de interés fija	24%	24%

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE MARZO 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.

El Grupo Enel Américas concluyó en 2023 la transición de todas sus exposiciones financieras desde LIBOR hacia SOFR, en línea con los estándares internacionales. Actualmente, no existen contratos financieros referenciados a LIBOR.

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.

El Grupo Enel Américas concluyó en 2023 la transición de todas sus exposiciones financieras desde LIBOR hacia SOFR, en línea con los estándares internacionales. Actualmente, no existen contratos financieros referenciados a LIBOR.

1.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría estar 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 cierre de diciembre 2024.

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.

El Grupo Enel Américas concluyó en 2023 la transición de todas sus exposiciones financieras desde LIBOR hacia SOFR, en línea con los estándares internacionales. Actualmente, no existen contratos financieros referenciados a LIBOR.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE MARZO 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 marzo de 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$ 2.648 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US\$ 1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de US\$ 3.076 millones en efectivo y otros medios equivalentes.

1.5 Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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.



ANÁLISIS RAZONADO

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

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\$407 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 MARZO 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.