

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En los meses de mayo y junio de 2024, Enel Américas concretó una parte significativa de su plan de simplificación societaria con las ventas de sus subsidiarias operativas en Perú, las cuales operan en los negocios de distribución y generación de energía eléctrica, además de soluciones energéticas avanzadas¹. Producto de estas operaciones, la Compañía recibió un total de US\$4.377 millones como precio de venta, generando un efecto neto en los resultados consolidados del Grupo de US\$ 1.712 millones.
- En el tercer trimestre de 2024 los ingresos alcanzaron US\$3.603 millones, lo que representa un aumento de 4,8% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por mayores ingresos en Brasil y Argentina, principalmente en el negocio de distribución producto de mayor indexación de tarifa. Esto fue parcialmente compensado por menores ingresos en el negocio de generación en Colombia, explicado por menores ventas de energía.
- Acumulado a septiembre, los ingresos llegaron a US\$10.352 millones, lo que representa un aumento de un 5,5% respecto a los primeros nueve meses de 2023, explicado por mayores ingresos en Colombia y Argentina el negocio de distribución.
- El EBITDA en el tercer trimestre del año alcanzó US\$939 millones, lo que representa una disminución de un 6,1% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por un menor resultado en generación en Colombia, producto de la menor generación hidráulica y mayores compras de energía, y la devaluación del real brasileño respecto al dólar. La variación de las monedas en los países donde operamos implicó un impacto negativo de US\$ 45 millones en este trimestre.
- A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US\$3.011 millones, un 3,9% más que el mismo periodo del año anterior. Esto es explicado por mejores resultados en Colombia y Argentina en los negocios de distribución, y en el negocio de generación en Brasil y Centro América.

EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)

País	Acumulado			Trimestral		
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Argentina	58	(28)	(309,4%)	26	3	n.a.
Brasil	1.720	1.733	(0,8%)	520	545	(4,7%)
Colombia	1.122	1.135	(1,2%)	337	429	(21,3%)
EGP Centroamérica	124	80	54,7%	60	29	105,3%
Enel Américas (*)	3.011	2.899	3,9%	939	1.000	(6,1%)

(*) Incluye Holding y Eliminaciones

¹ Para mayor información ver nota 5.1 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

- El Resultado de Explotación (EBIT) del tercer trimestre de 2024 alcanzó los US\$598 millones, lo que representa una disminución de un 16,2% respecto al tercer trimestre de 2023, producto de la mayor depreciación y amortización en el periodo, junto a la caída del EBITDA. A nivel acumulado, el EBIT disminuyó un 1,5% llegando a US\$1.969 millones.
- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US\$176 millones en el tercer trimestre de 2024, mostrando una disminución respecto a los US\$307 millones del tercer trimestre de 2023. Esto se explica por el menor resultado operacional, junto con un efecto negativo de US\$118 millones relacionado con retenciones tributarias por el pago de dividendos y repartos de capital extraordinarios desde Perú a Enel Américas. Este efecto se encuentra registrado en la línea "Resultado de operaciones discontinuadas" de los estados de resultados consolidados. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US\$ 2.466 millones, equivalente a un aumento de un 215%.
- La deuda financiera neta, alcanzó los US\$ 2.311 millones, lo cual representa una disminución de 64,7% respecto al cierre de 2023, explicado principalmente por la caja generada de la venta de los activos de generación y distribución en Perú.
- El CAPEX en el tercer trimestre de 2024 ascendió a US\$ 451 millones, lo que representa una disminución de 36,5% respecto al tercer trimestre de 2023, explicado por menores inversiones en el negocio de generación en Brasil, Colombia y Argentina, parcialmente compensado por mayores inversiones en el negocio de distribución en Brasil y Colombia. Al analizar el CAPEX acumulado a septiembre de este año, fue de US\$ 1.621 millones de operaciones continuadas, resultando en una disminución de 25,7% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por generación Brasil y Colombia por termino de construcción de los proyectos en ejecución.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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 2023, Enel Américas anunció su plan estratégico para el periodo 2024-2026, en el cual se confirmó el plan de simplificación societaria que viene desarrollando el Grupo y que fue anunciado en el plan estratégico 2023-2025, en noviembre de 2022. Este plan considera concentrar las operaciones en aquellos países que permitan acelerar la transición energética en la región, siendo ahora el objetivo finalizar el proceso de enajenación de las operaciones en **Perú** y continuar el proceso de análisis de la potencial venta de los negocios remanentes en **Argentina**.

Las ventas previstas en el plan estratégico 2023-2025, se sumarían a las enajenaciones ya concretadas durante 2022 de las subsidiarias brasileñas **Enel Generación Fortaleza** y **Enel Distribución Goiás** y de las subsidiarias argentinas **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** realizadas en 2023.

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

a) Venta Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF) (comercialmente conocida como "Enel Generación Fortaleza")

Con el objetivo de liderar las acciones de sustentabilidad del sector y priorizar las inversiones en una matriz energética limpia, en 2022 se iniciaron los estudios para la venta de **Enel Generación Fortaleza**, subsidiaria brasileña con autorización para producción independiente de energía y otorgada por el ente regulador brasileño (ANEEL).

El **9 de junio de 2022**, poco después del estudio de factibilidad, el Grupo firmó un acuerdo de venta con el grupo **ENEVA S.A.**, por la venta del 100% de las acciones de **CGTF** que eran propiedad de la subsidiaria **Enel Brasil**. Producto de lo anterior, durante el segundo trimestre de 2022, los activos y pasivos de **CGTF** fueron reclasificados como disponibles para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por **BRL 395 millones**, equivalentes a **US\$ 77 millones**, durante el segundo trimestre de 2022.

Luego de cumplir con todas las condiciones precedentes, el acuerdo con **ENEVA S.A.** se materializó con fecha **23 de agosto de 2022**. Como contraprestación por la venta de las acciones emitidas por **CGTF**, la subsidiaria Enel Brasil recibió un pago de **BRL 490 millones**, equivalentes a **US\$ 96 millones**, generando una pérdida en la venta por **US\$ 131 millones**, de los cuales **US\$ 94 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **CGTF** en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

b) Venta de CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. (comercialmente conocida como "Enel Distribución Goiás")

Con fecha **23 de septiembre de 2022**, nuestra subsidiaria Enel Brasil suscribió un contrato de compraventa de acciones con **Equatorial Participações e Investimentos S.A.**, una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente "Equatorial"), a través del cual, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones previas, Enel Brasil enajenaría el **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás**, propiedad de Enel Brasil S.A. (la "Compraventa").

Conforme a lo anterior, durante el tercer trimestre de 2022, los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás** fueron reclasificados como disponibles para la venta, ajustando los primeros al menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por **US\$ 786 millones**.

Entre las condiciones previas acordadas, algunas se referían a las autorizaciones de los organismos regulatorios brasileiros Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") y del Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE").

Hacia fines del año 2022, se cumplieron las condiciones previas establecidas en la Compraventa, y con fecha **29 de diciembre de 2022**, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás S.A.** a Equatorial. Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, Enel Brasil recibió en esta fecha el pago de **BRL 1.513 millones**, equivalentes a **US\$ 293 millones**, generando una pérdida en la venta por **US\$ 219 millones**, de los cuales **US\$ 216 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Enel Distribución Goiás en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

c) 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 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 integralmente durante el segundo trimestre del presente ejercicio.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

d) 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 evidencia un significativo avance al cierre del tercer trimestre de 2024, de hecho, la venta de las principales subsidiarias se concretó recientemente. 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) Subsidiaria 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 S.A.C.**, celebraron un contrato en idioma inglés denominado "**Purchase and Sale Agreement**" ("**PSA**"), en virtud del cual acordaron vender a **Niagara Energy S.A.C.**, sociedad peruana controlada por el fondo de inversiones global Actis, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por **Enel Generación Perú S.A.A.**, equivalentes a un **66,50%** de propiedad de **Enel Perú S.A.C.** y a un **20,46%** de propiedad de **Enel Américas**, y por **Compañía Energética Veracruz S.A.C.**, equivalentes a un **100%** de su capital social de propiedad de **Enel Perú S.A.C.** (la "Compraventa").

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

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

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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 aquella 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 en los resultados consolidados de **Enel Américas** de **US\$ 1.498 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.

e) 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 subsidiaria 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 su empresa relacionada 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 del año 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de **Transmisora de Energía Renovable S.A.** como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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

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

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

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

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

II. Redondeo

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión disminuyó en **17,4%** comparado con igual trimestre de 2023, llegando a los **US\$ 382 millones**. Esto se explica principalmente por un menor desempeño en Colombia producto de la difícil situación hidrológica que afecta a dicho país y que se traduce en mayores costos por compra de energía.

Considerando el EBITDA acumulado al 30 de septiembre de 2024, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión llegó a **US\$1.147 millones**, un **8,5%** menos que a igual periodo de 2023, también explicado por el menor resultado en Colombia. A esto se suma el efecto perímetro derivado de la venta de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud**, junto con la no renovación de la concesión de los activos de transmisión que operaba **Enel CIEN**, las cuales en su conjunto aportaron US\$ 30 millones en los primeros nueve meses de 2023. Sin este efecto, el EBITDA en el negocio de generación hubiese disminuido un 6,2%.

Las ventas de energía de operaciones continuadas crecieron un **10,8%** en el tercer trimestre, explicado por las mayores ventas en Brasil asociadas a **Enel Trading Brasil**. A su vez, la **generación de energía** de operaciones continuadas en el tercer trimestre subió un **11,2%** respecto al año anterior, explicado por mayor generación renovable en Brasil y Centro América, parcialmente compensado por Colombia.

Generación de operaciones continuadas

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept.-24	sept.-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Total Ventas (TWh)	50,0	48,4	3,5%	18,0	16,3	10,8%
Total Generación (TWh)	31,3	31,5	(0,6%)	12,2	11,0	11,2%

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** aumentó un **2,9%** en el tercer trimestre de 2024 comparado con el mismo período del año anterior, alcanzando los **US\$580 millones**. Esto se explica principalmente por un mejor resultado en Colombia, beneficiado por un impacto positivo por efecto tipo de cambio, y a una mejora en Argentina en comparación con el resultado negativo que tuvo en el tercer trimestre del año anterior.

A nivel acumulado, el **EBITDA** al 30 de septiembre de 2024, creció **11,1%**, alcanzando **US\$1.926 millones**, también explicado por mejores resultados en Colombia y Argentina.

Al cierre del 30 de septiembre de 2024, el número de clientes consolidado de operaciones continuadas mostró un aumento de **424 mil**, o **1,9%**, en comparación con el mismo período del año anterior, llegando a **22,5 millones**. Por su parte, las ventas físicas crecieron **2,6%** en términos acumulados, en el trimestre, explicado por aumentos en Brasil producto de mayores temperaturas.

Distribución de operaciones continuadas

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept.-24	sept.-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Total Ventas (TWh)	79,8	76,4	4,5%	26,4	25,8	2,6%
Número de clientes (miles)	22.506	22.082	1,9%	22.506	22.082	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

RESUMEN FINANCIERO

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

- | | |
|---|---------------------|
| • Caja y caja equivalente ⁽¹⁾ | US\$ 3.053 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días ⁽¹⁾ | US\$ 3.386 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles ⁽²⁾ | US\$ 1.314 millones |

La bajada de las tasas de interés en Enel Américas (12,2% en Dic-23 vs 10,5% en Sep-24) ⁽¹⁾ se originó principalmente por la disminución de la deuda asociada a una alta tasa de interés en Brasil y la reducción de la tasa monetaria en Brasil (CDI) y 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\$ 1.094 millones** y forwards por **US\$ 443 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\$ 632 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\$3.058 millones, Caja y caja equivalente + colocaciones a más de 90 días = US\$ 3.391 millones, Tasa Media Sep-24 = 10,1% y Tasa Media Dic-23 = 11,4%.

(2) Incluye dos líneas de crédito comprometidas completamente disponibles entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una en Enel Américas por un monto disponible de US\$ 500 millones y otra de Enel Brasil por un saldo disponible de US\$ 164 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, 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 presente período. De acuerdo con la NIIF 5, los negocios remanentes en Perú han sido clasificados como disponibles para la venta y, además, considerando que implican dejar de operar en todos los negocios donde el Grupo estuvo y está presente, también cumplen con las condiciones para ser clasificados 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 **13,3 GW** al 30 de septiembre de 2024, 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 **95,8%**. 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 Chocón, 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 30 de septiembre de 2024 y 2023.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos acumulados y trimestrales terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh)(*)						Participación de mercado (%)	
		Acumulado			Trimestral			sept-24	sept-23
		sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	2,5	3,6	(30,8%)	1,0	0,9	10,7%	2,2%	3,4%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	28,9	25,7	12,4%	10,4	8,5	22,2%	6,9%	7,5%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	16,1	16,6	(2,8%)	5,7	5,9	(2,0%)	26,1%	27,8%
Segmento Generación Centroamérica (***)	(***)	2,5	2,4	3,1%	0,9	1,0	(10,5%)	8,4%	13,3%
Total operaciones continuadas		50,0	48,4	3,5%	18,0	16,3	10,8%		

(*) 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 entre sociedades relacionadas.

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

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

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Generación Energía (TWh)					
	Acumulado			Trimestral		
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %
Segmento de Generación Argentina	2,5	3,6	(30,9%)	1,0	0,9	10,7%
Segmento de Generación Brasil	15,5	13,3	17,2%	6,6	5,0	32,8%
Segmento de Generación Colombia	11,4	12,9	(12,2%)	3,8	4,5	(14,8%)
Segmento Generación Centroamérica	1,9	1,6	15,3%	0,8	0,6	26,7%
Total	31,3	31,5	(0,6%)	12,2	11,0	11,2%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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 (sociedad que fusionó las operaciones de Codensa en marzo de 2022) en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a **22,5** 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 los períodos reportados, de acuerdo a la NIIF 5 cumplió las condiciones para ser declarada como disponible para la venta y además como una operación discontinuada, por lo cual, tanto su información física como financiera, no ha sido consolidada en las aperturas de información física y financiera incorporada en segmento de distribución para los períodos acumulados y trimestrales terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica por los períodos acumulados y trimestrales terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Ventas de Energía (TWh) (*)						Pérdidas de energía	
	Acumulado			Trimestral			(%)	
	sept-24	sept-23	Var %	3T2024	3T2023	Var %	sept-24	sept-23
Segmento de Distribución Argentina	13,5	13,9	(2,9%)	4,6	4,7	(0,8%)	16,7%	16,5%
Segmento de Distribución Brasil	54,8	51,2	7,1%	17,9	17,2	3,9%	13,1%	13,2%
Segmento de Distribución Colombia	11,5	11,3	1,6%	3,9	3,9	0,4%	7,5%	7,5%
Total	79,8	76,4	4,5%	26,4	25,8	2,6%	12,9%	12,9%

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	Clientes (miles)		
	sept-24	sept-23	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.698	2.639	2,2%
Segmento de Distribución Brasil	15.870	15.599	1,7%
Segmento de Distribución Colombia	3.938	3.844	2,4%
Total	22.506	22.082	1,9%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio de operaciones continuadas por categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Generación	36	43	856	795	1.336	1.261	257	230	2.485	2.329	(173)	(136)	2.312	2.193
Clientes Regulados	-	-	249	236	563	507	120	128	932	871	(39)	(18)	893	853
Clientes no Regulados	-	-	557	526	481	408	61	37	1.099	971	(3)	(2)	1.096	969
Ventas de Mercado Spot	36	43	50	33	292	346	76	65	454	487	(131)	(116)	323	371
Distribución	1.012	752	3.736	3.821	854	740	-	-	5.602	5.313	22	8	5.624	5.321
Residenciales	375	295	2.249	2.249	487	382	-	-	3.102	2.926	-	-	3.102	2.926
Comerciales	249	196	950	1.008	225	210	-	-	1.424	1.414	10	5	1.434	1.419
Industriales	168	132	242	300	95	87	-	-	505	519	9	3	514	522
Otros Consumidores	220	129	304	264	47	61	-	-	571	454	3	-	574	454
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(33)	(18)	(118)	(110)	-	-	(151)	(128)	151	128	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.048	795	4.559	4.598	2.072	1.891	257	230	7.936	7.514	-	-	7.936	7.514
Variación en millones de US\$ y %	253	(31,8%)	(39)	(0,8%)	181	9,6%	27	11,7%	422	5,6%	-	-	422	5,6%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Generación	15	3	294	278	448	509	94	87	851	877	(60)	(52)	791	825
Clientes Regulados	-	-	92	89	205	199	47	44	344	332	(27)	(7)	317	325
Clientes no Regulados	-	-	201	188	153	153	21	20	375	361	13	(1)	388	360
Ventas de Mercado Spot	15	3	1	1	90	157	26	23	132	184	(46)	(44)	86	140
Distribución	427	261	1.306	1.307	245	294	-	-	1.978	1.862	8	4	1.986	1.866
Residenciales	178	113	774	813	133	133	-	-	1.085	1.059	-	-	1.085	1.059
Comerciales	119	75	316	356	66	100	-	-	501	531	4	3	505	534
Industriales	80	50	84	106	29	42	-	-	193	198	4	2	197	200
Otros Consumidores	50	23	132	32	17	19	-	-	199	74	-	(1)	199	73
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(10)	(7)	(42)	(41)	-	-	(52)	(48)	52	48	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	442	264	1.590	1.578	651	762	94	87	2.777	2.691	-	-	2.777	2.691
Variación en millones de US\$ y %	178	67,4%	12	0,8%	(111)	(14,6%)	7	8,0%	86	3,2%	-	-	86	3,2%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 30 de septiembre de 2024 fue de una utilidad de **US\$ 2.466 millones**, lo que representa un incremento de **US\$1.683 millones** con respecto a los **US\$ 783 millones** de utilidad registrada al 30 de septiembre de 2023. La variación se explica principalmente por mejores resultados producto de la utilidad en la venta de Enel Generación Perú y de Enel Distribución Perú durante el segundo trimestre de 2024.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	%	3T2024	3T2023	Variación	%
Ingresos	10.352	9.808	544	5,5%	3.603	3.437	166	4,8%
Ingresos de actividades ordinarias	9.484	8.931	553	6,2%	3.284	3.171	113	3,5%
Otros ingresos de explotación	868	876	(9)	(1,0%)	319	266	53	20,0%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(6.155)	(5.759)	(396)	6,9%	(2.267)	(2.056)	(210)	10,2%
Compras de energía	(4.178)	(3.935)	(243)	6,2%	(1.580)	(1.422)	(158)	11,1%
Consumo de combustible	(53)	(50)	(3)	5,8%	(15)	(24)	10	(39,2%)
Gastos de transporte	(965)	(861)	(104)	12,0%	(293)	(312)	19	(6,1%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(959)	(913)	(46)	5,1%	(379)	(298)	(81)	27,2%
Margen de Contribución	4.197	4.048	149	3,7%	1.336	1.381	(44)	(3,2%)
Gastos de personal	(381)	(378)	7	0,7%	(135)	(125)	(10)	8,0%
Otros gastos por naturaleza	(805)	(771)	(28)	4,5%	(262)	(256)	(6)	2,5%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	3.011	2.899	112	3,9%	939	1.000	(61)	(6,1%)
Depreciación y amortización	(844)	(731)	(113)	15,5%	(285)	(246)	(38)	15,5%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(198)	(171)	(28)	16,2%	(57)	(40)	(17)	41,1%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.969	1.998	(29)	(1,5%)	598	713	(115)	(16,2%)
Resultado Financiero	(629)	(508)	(121)	23,8%	(92)	(215)	122	(57,1%)
Ingresos financieros	335	365	(30)	(8,1%)	110	76	35	45,9%
Gastos financieros	(1.179)	(1.253)	74	(5,9%)	(281)	(419)	137	(32,8%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	288	313	(25)	(8,0%)	75	144	(68)	(47,6%)
Diferencia de cambio	(74)	67	(140)	(210,6%)	4	(15)	19	(123,4%)
Otros Resultados distintos de la operación	4	(174)	177	(102,1%)	2	(3)	5	(186,9%)
Otras Ganancias (pérdidas)	4	(175)	178	(102,2%)	2	-	3	n.a.
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	-	1	(1)	(111,2%)	-	(2)	2	(95,4%)
Resultado Antes de Impuestos	1.343	1.316	28	2,1%	508	496	12	2,4%
Impuesto sobre sociedades	(486)	(511)	25	(4,9%)	(128)	(150)	22	(14,7%)
Resultado después de impuestos	857	804	53	6,6%	380	345	34	9,9%
Resultado de operaciones discontinuadas	1.888	282	1.606	n.a.	(114)	84	(199)	(235,5%)
Resultado del Período	2.746	1.086	1.659	152,7%	265	430	(164)	(38,3%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	2.466	783	1.683	215,0%	176	307	(130)	(42,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	280	304	(24)	(7,8%)	90	123	(34)	(27,3%)
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones Continuas	0,00575	0,00534	0,00041	7,6%	0,00270	0,00241	0,00029	12,0%
Utilidad por acción US\$ (*) Operaciones discontinuadas	0,01723	0,00195	0,01528	n.a.	(0,00107)	0,00044	(0,00151)	(340,5%)
Utilidad por acción US\$ (**)	0,02298	0,00730	0,01569	215,0%	0,00164	0,00286	(0,00122)	(42,7%)

(*) A partir del 1 de enero de 2023 las operaciones de Perú han sido declaradas 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 períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023.

(**) Al 30 de septiembre de 2024 y 2023, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 30 de septiembre de 2024 fue de **US\$ 3.011 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$ 112 millones**, equivalente a un **3,9%** respecto a los **US\$ 2.899 millones** del mismo período del año anterior.

El incremento del **EBITDA** durante el tercer trimestre 2024, se debe principalmente a mejores resultados en el segmento de distribución de nuestras operaciones en Argentina y Colombia, y también en las operaciones de generación en Brasil y Centroamérica.

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, por los períodos trimestrales y acumulados terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-24	sept.-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	42	48	(6)	(11,8%)	19	2	16	n.a.
Brasil	868	819	49	6,0%	295	277	18	6,5%
Colombia	1.360	1.287	73	5,7%	458	518	(60)	(11,6%)
Centroamérica	255	234	22	9,3%	92	91	2	1,7%
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	2.525	2.387	138	5,8%	864	888	(24)	2,7%
Distribución:								
Argentina	1.013	771	242	31,4%	430	271	160	59,0%
Brasil	5.275	5.330	(55)	(1,0%)	1.832	1.789	42	2,4%
Colombia	1.691	1.443	249	17,2%	529	535	(6)	(1,1%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	7.979	7.544	435	5,8%	2.791	2.595	196	7,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(153)	(124)	(29)	(23,6%)	(51)	(46)	(6)	(13,1%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	10.352	9.808	544	5,5%	3.603	3.437	166	4,8%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(4)	(4)	0	3,9%	(2)	(2)	(0)	(13,5%)
Brasil	(276)	(265)	(11)	(4,1%)	(105)	(84)	(21)	(24,5%)
Colombia	(766)	(541)	(225)	(41,6%)	(280)	(220)	(60)	(27,2%)
Centroamérica	(106)	(117)	10	8,8%	(24)	(53)	29	55,0%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.153)	(927)	(226)	(24,3%)	(410)	(358)	(52)	(14,4%)
Distribución:								
Argentina	(697)	(612)	(85)	(13,9%)	(306)	(198)	(108)	(54,3%)
Brasil	(3.512)	(3.472)	(40)	(1,2%)	(1.301)	(1.204)	(97)	(8,0%)
Colombia	(964)	(892)	(72)	(8,1%)	(307)	(347)	40	11,5%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(5.174)	(4.976)	(198)	(4,0%)	(1.913)	(1.749)	(165)	(9,4%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	171	144	28	19,2%	57	51	6	11,8%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(6.155)	(5.759)	(396)	(6,9%)	(2.267)	(2.056)	(210)	(10,2%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(7)	(6)	(1)	(15,2%)	(3)	0	(3)	n.a.
Brasil	(12)	(13)	0	0,8%	(5)	(3)	(1)	(29,9%)
Colombia	(34)	(32)	(2)	(6,8%)	(12)	(11)	(1)	(8,1%)
Centroamérica	(10)	(10)	0	(2,4%)	(3)	(3)	-	(1,9%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(63)	(60)	(3)	4,5%	(23)	(17)	(5)	(30,8%)
Distribución:								
Argentina	(128)	(104)	(24)	(23,0%)	(48)	(36)	(12)	(35,0%)
Brasil	(126)	(145)	19	12,8%	(45)	(48)	3	7,0%
Colombia	(28)	(25)	(2)	(8,7%)	(9)	(9)	1	6,2%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(282)	(274)	(8)	2,8%	(101)	(93)	(9)	(9,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(36)	(43)	8	18,0%	(11)	(15)	4	26,5%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(381)	(378)	(3)	(0,7%)	(135)	(125)	(10)	(8,0%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(14)	(8)	(6)	(71,0%)	(4)	-	(4)	n.a.
Brasil	(85)	(76)	(9)	(12,2%)	(28)	(29)	1	4,1%
Colombia	(48)	(36)	(13)	(35,3%)	(12)	(15)	3	21,7%
Centroamérica	(15)	(27)	12	43,6%	(5)	(6)	0	5,3%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(163)	(147)	(16)	(11,0%)	(49)	(50)	1	1,7%
Distribución:								
Argentina	(146)	(106)	(41)	(38,4%)	(60)	(34)	(26)	(78,1%)
Brasil	(361)	(389)	28	7,2%	(106)	(134)	29	21,3%
Colombia	(90)	(64)	(26)	(40,1%)	(31)	(21)	(9)	(44,0%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(597)	(559)	(38)	(6,9%)	(196)	(189)	(7)	(3,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(65)	20	30,9%	(18)	(17)	-	(1,7%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(805)	(771)	(34)	(4,5%)	(262)	(256)	(6)	(2,5%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	17	29	(12)	(42,0%)	10	1	9	n.a.
Brasil	494	466	29	6,2%	158	160	(2)	(1,6%)
Colombia	512	679	(167)	(24,6%)	155	273	(118)	(43,2%)
Centroamérica	124	80	44	54,7%	60	29	31	105,3%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.147	1.254	(106)	(8,5%)	382	462	(81)	(17,4%)
Distribución:								
Argentina	42	(51)	92	182,8%	17	4	13	374,8%
Brasil	1.275	1.324	(49)	(3,7%)	380	403	(22)	(5,5%)
Colombia	610	461	148	32,1%	183	158	25	15,9%
EBITDA Segmento de Distribución	1.926	1.734	192	11,1%	580	564	16	2,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(62)	(89)	26	29,7%	(23)	(26)	4	13,9%
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	3.011	2.899	112	3,9%	939	1.000	(61)	6,1%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	42	48	(6)	(11,8%)	19	2	16	n.a.
Costos de explotación	(4)	(4)	0	(3,9%)	(2)	(2)	-	13,5%
Gastos de personal	(7)	(6)	(1)	15,2%	(3)	0	(3)	n.a.
Otros gastos por naturaleza	(14)	(8)	(6)	71,0%	(4)	-	(4)	n.a.
Total Segmento Generación Argentina	17	29	(12)	(42,0%)	10	1	9	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó un monto de **US\$17 millones** al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de **US\$ 12 millones** respecto a igual periodo del año anterior. Las principales variables que explican esta variación de las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$6 millones** al 30 de septiembre de 2024, con respecto a igual período del año anterior. Esta disminución se explica por: (i) menores ingresos por **US\$62 millones** por el efecto negativo 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 2023, que derivaron en un aumento significativo del tipo de cambio de la moneda local respecto al dólar; y; (ii) menores ingresos de **US\$18 millones** por menor volumen de venta de **energía (-1,1 TWh)**, producto de la mantención en Central Dock Sud y su posterior venta con fecha 14 de abril de 2023, y al menor aporte de Enel Generación Costanera, sociedad que fue vendida el 17 de febrero de 2023.

Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) **US\$ 50 millones** debido a los incrementos de precios otorgados por la **Resolución 750/2023** que estableció un **23%** de ajuste adicional en septiembre, la **Resolución N° 869/2023** que otorgó un **28%** en noviembre y la **Resolución N° 09/2024** que estableció un **74%** en febrero 2024 y un **25%** en junio de 2024; (ii) **US\$ 8 millones** por mayores remuneraciones por potencia aportada por **Enel Generación el Chocón** en período de máximo requerimiento térmico; (iii) **US\$ 13 millones** de mayores ingresos en **Enel Generación El Chocón**, producto de la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias ("NIC 29") en Argentina y; (iv) **US\$1 millón** por mayor volumen de venta física (**+0,6 TWh**), por mejores condiciones hidrológicas.

Los **costos de explotación** estuvieron en línea con el año anterior, dado que los **US\$ 7 millones** de mayores costos variables por el mayor nivel de actividad en **Enel Generación el Chocón** por aumento de la generación física de electricidad y reajustes por inflación, que se compensan con el efecto positivo por **US\$ 7 millones** en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$1 millón** y explicados principalmente por; (i) reajustes salariales producto de la inflación en Argentina por **US\$ 6 millones** y; (ii) **US\$ 8 millones** de ajustes de indemnización de trabajadores producto del eventual término de la concesión. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) el efecto positivo en conversión de cifras por **US\$ 9 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y; (ii) disminución de pago de salarios por **US\$ 4 millones**, principalmente explicados por la enajenación de las Sociedades **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** en 2023.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$6 millones**, principalmente por mayores costos de servicios tercerizados y compras de materiales por **US\$27 millones**, producto del incremento de la inflación en Argentina. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 19 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense y; (ii) **US\$ 3 millones** de menores gastos por naturaleza asociados a la salida del grupo de **Enel Generación Costanera** y **Central Dock Sud** en los primeros meses del año 2023.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$10 millones**, superiores en **US\$9 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año 2023. Este incremento se explica principalmente por; (i) **US\$ 22 millones** por mayores ingresos por reajustes tarifarios aprobados para las ventas de energía eléctrica de los generadores en Argentina y; (ii) **US\$ 1 millón** por mayor volumen de venta física de energía eléctrica (**+0,03 TWh**). Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 2 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; (ii) **US\$ 6 millones** de mayores costos por servicios tercerizados por mayor nivel de actividad e inflación en Argentina y; (iii) **US\$ 6 millones** de mayores costos de personal por ajustes salariales asociados al proceso inflacionario argentino.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	868	819	49	6,0%	295	277	18	6,5%
Costos de explotación	(276)	(265)	(11)	(4,1%)	(105)	(84)	(21)	(24,5%)
Gastos de personal	(12)	(13)	0	0,8%	(5)	(3)	(1)	(29,9%)
Otros gastos por naturaleza	(85)	(76)	(9)	(12,2%)	(28)	(29)	1	4,1%
Total Segmento Generación Brasil	494	466	29	6,2%	158	160	(2)	(1,6%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$494 millones** al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento de **US\$29 millones** respecto al mismo período del año anterior. 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\$49 millones**, equivalentes a un **6,0%**, en el período terminado al 30 de septiembre de 2024 con respecto al mismo período del año anterior. El incremento se explica principalmente por **US\$126 millones** de mayores volúmenes de ventas de energía física **(+3,2 TWh)** comercializadas principalmente por **Enel Trading** y sociedades **EGP** en **Brasil**, por entrada en operación de nuevas unidades de generación. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$ 24 millones** por menores precios medios de venta; (ii) por menores ingresos por **US\$ 16 millones** reconocidos por **Enel CIEN**, producto de que dicha subsidiaria dejó de operar una concesión vinculada a activos de transmisión a principios del año 2023² y; (iii) **US\$ 37 millones** de efecto negativo por conversión de cifras dada la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$11 millones**, o un **4,1%**, durante el período terminado al 30 de septiembre de 2024 comparado con el mismo período de 2023, principalmente por; (i) **US\$ 22 millones** por mayores costos en compra de energía por mayor volumen de compra de energía y; (ii) **US\$ 10 millones** de mayores costos de transporte. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 12 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y, (ii) **US\$ 7 millones** de menores costos por ajuste de garantía de riesgo hidrológico y ajuste de bonificación de contratos con proveedores.

Los **gastos de personal** se mantienen en línea con los registrados el año anterior, dado que la disminución experimentada por el efecto conversión y ajustes salariales que reducen el costo, que se vieron compensados por una menor capitalización de mano de obra en proyectos en ejecución.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$9 millones** básicamente por mayores costos de servicios tercerizados por **US\$ 15 millones**, los que se ven parcialmente compensados por **US\$ 7 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al **EBITDA** del tercer trimestre de 2024 alcanzó los **US\$158 millones** inferiores en **US\$2 millones** respecto a los alcanzados en el mismo período de 2023. Las principales variables que inciden en esta disminución del **EBITDA** se explican por; (i) mayores costos de energía comprada por **US\$ 31 millones** por mayores volúmenes de compra; (ii) **US\$ 17 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; (iii) **US\$ 3 millones** de mayores costos de transporte y; (iv) **US\$ 7 millones** de mayores costos por servicios tercerizados. Todo lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 56 millones** de mayores ingresos por incremento en precios medios de venta, efecto que fue compensado parcialmente por menores volúmenes de energía vendida **(-4,5 TWh)**.

² Para mayor información ver nota 5.6 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.360	1.287	73	5,7%	458	518	(60)	(11,6%)
Costos de explotación	(766)	(541)	(225)	(41,6%)	(280)	(220)	(60)	(27,2%)
Gastos de personal	(34)	(32)	(2)	(6,8%)	(12)	(11)	(1)	(8,1%)
Otros gastos por naturaleza	(48)	(36)	(13)	(35,3%)	(12)	(15)	3	21,7%
Total Segmento Generación Colombia	512	679	(167)	(24,6%)	155	273	(118)	(43,2%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$512 millones** en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de **US\$167 millones** respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación** aumentaron en **US\$73 millones** en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2024, o un **5,7%** respecto a los ingresos reconocidos en el mismo período del año 2023. Este incremento se explica principalmente por; efecto positivo de **US\$ 130 millones** en conversión de cifras, relacionado con la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 52 millones** por menores ventas físicas de energía eléctrica (**-0,5 TWh**) por peores condiciones hídricas durante los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2024 comparado con el mismo período del año 2023 y; **(ii) menores ingresos por US\$ 5 millones** por un menor nivel de indemnizaciones por siniestros en el período acumulado de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2024 respecto al mismo período del año 2023.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$225 millones**, equivalentes al **41,6%**, y se explica principalmente por; **(i) efecto negativo en conversión de cifras por US\$ 74 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(ii) mayor costo en compra de energía por US\$ 142 millones** principalmente por aumento en los volúmenes de energía comprada y; **(iii) US\$ 9 millones** de mayor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$2 millones** principalmente por **US\$ 3 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 2 millones** de menores costos al personal por menores retribuciones variables en el período actual respecto al mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$13 millones** básicamente por: **(i) US\$ 5 millones** por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense y; **(ii) US\$ 9 millones** por mayores costos por multas ambientales.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2024, el EBITDA de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$155 millones**, inferiores en **US\$ 118 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año 2023. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$ 55 millones** de mayores costos en energía comprada por aumento en los volúmenes de compra de energía compensado parcialmente por una disminución en los precios; **(ii) US\$ 50 millones** de menores ingresos por menores volúmenes físicos de energía vendida; **(iii) US\$ 14 millones** de menores ingresos por menores precios medios de venta en el mercado spot y; **(iv) US\$ 4 millones** de mayores costos de transporte. Todo lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 4 millones** por efecto positivo de conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	255	234	22	9,3%	92	91	2	1,7%
Costos de explotación	(106)	(117)	10	8,8%	(24)	(53)	29	55,0%
Gastos de personal	(10)	(10)	0	2,4%	(3)	(3)	-	(1,9%)
Otros gastos por naturaleza	(15)	(27)	12	43,6%	(5)	(6)	0	5,3%
Total Segmento Generación Centroamérica	124	80	44	54,7%	60	29	31	105,3%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$124 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento de **US\$44 millones** respecto al mismo período del año 2023. 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\$ 22 millones** 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 al 30 de septiembre de 2024, respecto al mismo período de 2023 e incremento de unidades de generación de energía solar.

Los **costos de explotación** se disminuyeron en **US\$10 millones** principalmente por menores costos en compra de energía principalmente en Panamá.

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

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 12 millones**, principalmente por el registro de multas impuestas por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") a **PH Chucás** por **US\$ 9 millones** en el primer semestre de 2023, asociadas a la entrada en operación de la planta del mismo nombre en Costa Rica.

En el tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$60 millones**, superiores en **US\$31 millones** a los registrados en mismo período de año anterior, lo que se explica principalmente por **US\$ 29 millones** de menores costos en compra de energía por parte de **Enel Fortuna** en Panamá producto del mejoramiento de las condiciones hídricas durante el año 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.013	771	242	31,4%	430	271	160	59,0%
Costos de explotación	(697)	(612)	(85)	(13,9%)	(306)	(198)	(108)	(54,3%)
Gastos de personal	(128)	(104)	(24)	(23,0%)	(48)	(36)	(12)	(35,0%)
Otros gastos por naturaleza	(146)	(106)	(41)	(38,4%)	(60)	(34)	(26)	(78,1%)
Total Segmento Distribución Argentina	42	(51)	92	182,8%	17	4	13	(374,8%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$42 millones** en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento de **US\$92 millones** respecto al monto presentado en el mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta mayor pérdida en las partidas que componen el EBITDA, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$242 millones**, o un **31,4%**, en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, con respecto al mismo período del año anterior, que se explican fundamentalmente por; mayores ingresos por **US\$ 2.199 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, siendo el más reciente la **Resolución ENRE N° 101 de 2024** modificada por la **Nota N°25656727** con aplicación a partir de febrero de 2024. Lo anterior se compensa parcialmente por; **(i) US\$ 1.794 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense y; **(ii) US\$ 144 millones** por menor venta física en durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 **(-0,4 TWh)**.

Los **costos de explotación** incrementaron en **US\$ 85 millones** fundamentalmente por; **(i) US\$ 1.234 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y; **(ii) US\$ 49 millones** por menos costos por menores volúmenes de compra física de energía. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 1.201 millones** de mayores costos en compra de energía física por incremento en precio de compra; **(ii) US\$ 68 millones** por mayores costos de transporte y; **(iii) US\$ 100 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados a las alzas por inflación.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US\$24 millones** respecto al mismo período del año anterior básicamente por: **(i) US\$ 268 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extras y; **(ii) US\$ 8 millones** por incremento de penalidades y otros beneficios asociados al costo del personal. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 225 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y; **(ii) US\$ 28 millones** de menores gastos de personal por incremento en capitalización de mano de obra en activos de inversión.

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron en **US\$ 41 millones** respecto al mismo período del año anterior básicamente por: **US\$ 299 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables, parcialmente compensado por **US\$ 259 millones** por efecto de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US\$17 millones** superiores en **US\$13 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año 2023. Este incremento se explica principalmente por **US\$ 354 millones** por mayores ingresos de ventas principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 186 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; **(ii) incrementos salariales por US\$ 33 millones** producto de la mayor inflación en Argentina; **(iii) US\$ 46 millones** de mayores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación; **(iv) US\$ 15 millones** de mayores costos por transporte de electricidad; **(v) US\$ 33 millones** por menores ingresos por menor volumen de venta física; **(vi) US\$ 17 millones** de otros servicios asociados al proceso de distribución y; **(vii) US\$ 8 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept-24	sept-23	Var	sept-24	sept-23	Var
Edesur	16,9%	16,5%	0,5	2,70	2,64	2,2%
Total Segmento Distribución Argentina	16,9%	16,5%	0,5	2,70	2,64	2,2%

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	5.275	5.330	(55)	(1,0%)	1.832	1.789	42	2,4%
Costos de explotación	(3.512)	(3.472)	(40)	(1,2%)	(1.301)	(1.204)	(97)	(8,0%)
Gastos de personal	(126)	(145)	19	12,8%	(45)	(48)	3	7,0%
Otros gastos por naturaleza	(361)	(389)	28	7,2%	(106)	(134)	29	21,3%
Total Segmento Distribución Brasil	1.275	1.324	(49)	(3,7%)	380	403	(22)	(5,5%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$1275 millones** en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de **US\$49 millones** respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** acumulados al 30 de septiembre de 2024, en el segmento de distribución de Brasil tuvieron una disminución de **US\$55 millones** equivalente de un **1,0%** respecto a los ingresos registrados en el mismo período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$ 249 millones** por efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$ 129 millones** de menores precios medios de ventas compuestos por; **(a) menores ingresos por US\$ 32 millones** por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas registradas durante los últimos meses en Brasil; **(b) US\$ 15 millones** de mayores ingresos por encargos sectoriales y; **(c) menores ingresos por US\$ 112 millones** producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil; **(iii) US\$ 26 millones** de menores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12 (en adelante "CINIIF 12") y; **(iv) US\$ 16 millones** de menores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 82 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12 y; **(ii) US\$ 283 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen en la venta física de energía **(+3,8 TWh)**.

Los **costos de explotación** incrementaron en **US\$40 millones**, o un **1,2%**, en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, respecto al mismo período del año anterior, y se explican principalmente por; **(i) US\$ 118 millones** por mayores costos por incremento de compras de volumen de venta física de energía; **(ii) US\$ 82 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12 y; **(iii) US\$ 55 millones** de mayores costos de transporte de energía. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 168 millones** de efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense y; **(ii) US\$ 48 millones** por menores costos en compra de energía por dada la rebaja de los precios spot producto del mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$19 millones**, principalmente por menores compensaciones al personal.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$ 28 millones** con respecto al mismo período del año anterior, producto de; **(i) US\$ 10 millones** menores costos de servicios tercerizados y; **(ii) US\$ 18 millones** por efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$380 millones**, inferiores en **US\$ 22 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año 2023. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US\$ 59 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense; **(ii) US\$ 60 millones** de incremento de costos por mayores volúmenes de compra física de energía; **(iii) US\$ 102 millones** de mayores costos por incremento en precios medios de compra de energía eléctrica y; **(iv) US\$ 11 millones** por menores ingresos por menor actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 172 millones** por mayores ingresos por ventas por



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

incremento de los distintos conceptos que componen la tarifa regulatoria; **(ii) US\$ 16 millones** de menores costos de transporte de energía eléctrica y; **(iii) US\$ 25 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen físico de energía eléctrica vendida.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept-24	sept-23	Var p.p.	sept-24	sept-23	Var %
Enel Distribución Rio	19,8%	19,8%	(0,0)	3,1	3,1	1,6%
Enel Distribución Ceará	14,7%	15,4%	(0,7)	4,2	4,2	1,6%
Enel Distribución Sao Paulo	10,3%	10,5%	(0,2)	8,5	8,3	1,9%
Total Segmento Distribución Brasil	13,1%	13,2%	(0,1)	15,9	15,6	1,7%

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.691	1.443	249	17,2%	529	535	(6)	(1,1%)
Costos de explotación	(964)	(892)	(72)	(8,1%)	(307)	(347)	40	11,5%
Gastos de personal	(28)	(25)	(2)	(8,7%)	(9)	(9)	1	6,2%
Otros gastos por naturaleza	(90)	(64)	(26)	(40,1%)	(31)	(21)	(9)	(44,0%)
Total Segmento Distribución Colombia	610	461	148	32,1%	183	158	25	15,9%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$610 millones** en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento de **US\$148 millones** respecto al periodo anterior. 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\$249 millones**, equivalente al **17,2%**, acumulados al 30 de septiembre de 2024, con respecto al mismo período del año anterior, y se explican principalmente por; **(i) US\$ 88 millones** de mayores ingresos por mejores precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por IPC y precios spot; **(ii) US\$ 8 millones** por mayores volúmenes de venta física **(+0,2 TWh)**; **(iii) US\$ 9 millones** de mayores ingresos por pajes a clientes no regulados y; **(iv) US\$ 154 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, como consecuencia de la apreciación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron **US\$72 millones**, o un **8,1%**, en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 con respecto al mismo período del año anterior, los que se explican principalmente por; por **US\$ 92 millones** de efecto negativo por conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dolar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US\$ 15 millones** de menores costos debido a disminución en los precios medios de compras de energía y; **(ii) US\$ 3 millones** de menores costos de transporte.

Los **gastos de personal** incrementan en **US\$2 millones**, principalmente por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(i) US\$ 3 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$ 3 millones** de mayores costos de personal originados por reajustes de salario por inflación. Lo anterior parcialmente compensado parcialmente por; **(i) US\$ 1 millón** por ajuste de positivo en cálculos actuariales de beneficios post-empleo de los trabajadores y; **(ii) US\$ 3 millones** por mayores capitalizaciones de mano de obra a proyectos del activo fijo.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$26 millones** principalmente por; **(i) US\$ 9 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras por la apreciación del peso colombiano respecto al dolar estadounidense; **(ii) US\$ 5 millones** por aumento en costos de compra de materiales e insumos para la operación y; **(iii) US\$ 3 millones** de mayores actualizaciones de litigios y contingencias y mayores servicios de terceros.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

En lo que respecta al tercer trimestre de 2024, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$183 millones**, superiores en **US\$25 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período del año 2023. Este incremento se explica principalmente por **US\$ 32 millones** de menores costos por menores precios en compra de energía. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 3 millones** de efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre de 2024 y; (ii) **US\$ 3 millones** de menores volúmenes de venta física.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept-24	sept-23	Var p.p.	sept-24	sept-23	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,94	3,84	2,4%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,0	3,94	3,84	2,4%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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, por los períodos trimestrales terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

SEGMENTO DE NEGOCIO OPERACIONES CONTINUADAS	Acumulado (en millones de US\$)					
	sept-24			sept-23		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	17	(2)	15	29	(23)	6
Brasil	494	(145)	350	466	(117)	349
Colombia	512	(58)	453	679	(17)	662
Centroamérica	124	(41)	83	80	(35)	45
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.147	(246)	901	1.254	(192)	1.062
Distribución:						
Argentina	42	(139)	(97)	(51)	(91)	(142)
Brasil	1.275	(515)	760	1.324	(505)	819
Colombia	610	(123)	487	461	(98)	363
Total Segmento de Distribución	1.926	(777)	1.149	1.734	(695)	1.040
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(62)	(19)	(81)	(89)	(15)	(104)
Total Consolidado Enel Américas	3.011	(1.042)	1.969	2.899	(902)	1.998

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	3T2024			3T2023		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	10	-	10	1	-	1
Brasil	158	(50)	108	160	(44)	116
Colombia	155	(21)	134	273	16	288
Centroamérica	60	(12)	48	29	(12)	17
Total Segmento de Generación y Transmisión	382	(83)	299	462	(39)	423
Distribución:						
Argentina	17	(55)	(38)	4	(31)	(27)
Brasil	380	(156)	224	403	(177)	226
Colombia	183	(41)	142	158	(36)	122
Total Segmento de Distribución	580	(252)	327	564	(243)	320
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(23)	(6)	(29)	(26)	(4)	(30)
Total Consolidados Enel Américas	939	(341)	598	1.000	(287)	713



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

La **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$1.042 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2024, aumentando en **US\$141 millones** con respecto al mismo período del año anterior.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$844 millones** al 30 de septiembre de 2024, monto que es **US\$113 millones** mayor al registrado en el mismo período del año anterior compuesto por; (i) **US\$91 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Brasil** con **US\$31 millones**; (b) **Argentina** con **US\$38 millones** y; (c) **Colombia** con **US\$23 millones**; (ii) mayor depreciación por **US\$23 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil y; (iii) **US\$12 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Colombia y Centroamérica. Lo anterior compensado por **US\$18 millones** de menor depreciación en compañía argentina **Enel Generación Chocón**.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron al 30 de septiembre de 2024 a un monto de **US\$198 millones**, registrando un incremento de **US\$28 millones** respecto al mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por; (i) un mayor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros por **US\$ 10 millones** por la aplicación de NIIF 9 en Edesur, por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada; y (ii) mayor efecto por reconocimiento de reverso de pérdidas por deterioro de activos de larga vida ocurridos en período 2023 en la subsidiaria **Enel Colombia** por **US\$32 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 23 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.

En el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2024, la **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US\$341 millones**, aumentando en **US\$55 millones** con respecto del cierre del mismo período del año 2023.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US\$285 millones** en el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2024, monto que es **US\$38 millones** mayor al registrado en el mismo período del año anterior; compuesto por; (i) **US\$27 millones** de incremento en la depreciación por mayores inversiones en las sociedades de distribución, principalmente en; (a) **Argentina** con **US\$19 millones**; (b) **Brasil** con **US\$ 5 millones** y; (c) **Colombia** con **US\$ 4 millones** y; (ii) mayor depreciación por **US\$8 millones** por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil, Colombia y Centroamérica. Lo anterior compensado por **US\$1 millón** por menor depreciación en compañía argentina **Enel Generación Chocón**.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron en el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2024 un monto de **US\$57 millones**, registrando un incremento de **US\$17 millones** respecto al mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por (i) mayor efecto por reconocimiento de reverso de pérdidas por deterioro de activos de larga vida ocurridos en período 2023 en la subsidiaria **Enel Colombia** por **US\$ 33 millones** y, (ii) **US\$6 millones** de mayor reconocimiento de deterioro por activos financieros en Edesur, por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada, de acuerdo a las directrices de la NIIF 9. Lo anterior fue compensado por un menor reconocimiento de **US\$27 millones** de pérdidas por deterioro de activos financieros en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Rio debido a por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept-24	sept-23	Variación	Var %	3T2024	3T2023	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	35	48	(13)	(26,7%)	8	12	(4)	(35,7%)
Brasil	221	264	(42)	(16,1%)	63	48	15	32,2%
Colombia	31	48	(16)	(34,6%)	8	14	(6)	(44,5%)
Centroamérica	3	3	-	(0,8%)	1	1	0	15,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	14	2	13	n.a.	12	1	11	n.a.
Total Ingresos Financieros	335	365	(30)	(8,1%)	110	76	35	45,9%
Gastos Financieros:								
Argentina	(261)	(237)	(25)	10,5%	(52)	(131)	79	(60,3%)
Brasil	(620)	(727)	107	(14,8%)	(149)	(211)	63	(29,6%)
Colombia	(216)	(181)	(35)	19,6%	(65)	(62)	(2)	3,7%
Perú	(4)	(2)	(1)	49,6%	(1)	(1)	0	(30,3%)
Centroamérica	(12)	(75)	64	(84,6%)	(3)	(4)	1	(24,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(66)	(31)	(35)	114,9%	(12)	(9)	(3)	38,2%
Total Gastos Financieros	(1.179)	(1.253)	74	(5,9%)	(281)	(419)	137	(32,8%)
Diferencias de cambio:								
Argentina	12	101	(89)	(88,3%)	1	2	(1)	(48,4%)
Brasil	(76)	3	(79)	n.a.	(9)	(13)	4	(33,0%)
Colombia	(2)	8	(10)	(125,8%)	1	2	(1)	(70,2%)
Perú	(18)	1	(19)	n.a.	3	(2)	5	(211,2%)
Centroamérica	-	1	(1)	(149,0%)	(1)	0	(1)	(316,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	11	(47)	57	(123,2%)	9	(3)	12	(361,0%)
Total Diferencias de Cambio	(74)	67	(140)	(210,6%)	4	(15)	19	(123,4%)
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	288	313	(25)	(8,0%)	75	144	(68)	(47,6%)
Total Resultado Financiero Enel Américas	(629)	(508)	(121)	23,8%	(92)	(215)	122	(57,1%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Argentina	1	(284)	285	(100,4%)	1	1	-	(24,5%)
Brasil	2	107	(105)	(98,3%)	2	(2)	4	(172,3%)
Colombia	0	3	(3)	(98,0%)	-	0	-	(100,4%)
Perú	1	-	1	n.a.	-	-	-	n.a.
Centroamérica	0	0	-	(63,8%)	0	0	-	(62,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	0	-	0	(385,8%)	-	0	(1)	(224,8%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	4	(174)	178	(102,2%)	2	-	3	n.a.
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	-	-	0	(39,3%)	-	-	0	(83,6%)
Brasil	-	-	0	(1,3%)	-	-	0	(68,1%)
Colombia	(1)	1	(2)	(192,4%)	0	(2)	2	(100,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	0	1	202,0%	0	-	0	(139,5%)
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	-	1	(1)	(108,1%)	-	(2)	2	(95,9%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	4	(173)	177	(102,1%)	2	(2)	5	(193,0%)
Resultado Antes de Impuesto	1.344	1.316	28	2,1%	508	496	12	2,4%
Impuestos:								
Argentina	(23)	69	(91)	(133,1%)	5	20	(15)	(76,4%)
Brasil	(173)	(219)	47	(21,3%)	(60)	(32)	(27)	84,9%
Colombia	(254)	(337)	82	(24,5%)	(77)	(137)	60	(43,9%)
Perú	(2)	-	(2)	n.a.	(6)	-	(6)	n.a.
Centroamérica	(23)	(16)	(7)	45,4%	(11)	(2)	(9)	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(12)	(8)	(4)	45,0%	21	1	20	n.a.
Total Impuesto sobre Sociedades	(486)	(511)	25	(4,9%)	(128)	(150)	22	(14,7%)
Resultado después de impuestos	858	805	53	6,6%	380	346	34	9,8%
Resultado de operaciones discontinuadas	1.888	282	1.606	n.a.	(114)	84	(199)	(235,5%)
Resultado del Período	2.746	1.087	53	152,7%	265	430	(165)	(38,3%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	2.466	783	1.683	215,0%	176	307	(131)	(42,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	280	304	(24)	(7,8%)	90	123	(34)	(27,3%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida** de **US\$629 millones** en período terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una mayor pérdida de **US\$121 millones** respecto a la registrada en el mismo período del año 2023. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Menores **ingresos financieros** por **US\$ 30 millones**, principalmente explicados en Brasil por (i) **US\$ 37 millones** de menores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia y; (ii) menores ingresos financieros por **US\$ 23 millones** por reajustes registrados en el primer trimestre de 2023 asociados a la cuenta por cobrar originada en la venta de **Enel Distribución Goiás**. Lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos financieros reconocidos por; (i) operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$ 25 millones**; y, (ii) **US\$ 5 millones** por menor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la menor inflación registrada en dicho país en el período terminado al 30 de septiembre de 2024, respecto al 2023;

En el tercer trimestre de 2024 los ingresos financieros aumentaron en **US\$35 millones** lo que se explica principalmente por; (i) **US\$21 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios, por la menor inflación registrada en dicho país en el tercer trimestre de 2024 respecto al mismo período de 2023. (ii) **US\$ 18 millones** de mayores actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia, y; (iii) mayores ingresos financieros por **US\$ 5 millones** por reajustes registrados en el primer trimestre de 2023 asociados a la cuenta por cobrar originada en la venta de **Enel Distribución Goiás**.

(b) Menores **gastos financieros** por **US\$74 millones** explicados principalmente por; (i) **US\$62 millones** de menores pérdidas por activos financieros asociados a la planta Chucás en Costa Rica, registrados en 2023; (ii) **US\$62 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil; (iii) **US\$19 millones** de menor gasto incurrido por transacciones entre compañías relacionadas; (iv) **US\$31 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil principalmente; y, (v) **US\$17 millones** de menor gasto en actualización de provisiones. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$60 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda originado en **Enel Colombia** y Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada**, (ii) **US\$ 26 millones** por mayores gastos varios; (iii) **US\$18 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios; y (iv) **US\$9 millones** por intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** y otros acreedores en Argentina;

En el tercer trimestre los gastos financieros tuvieron una disminución de **US\$137 millones** explicada principalmente por; (i) **US\$89 millones** de menores gastos financieros en **Edesur** por efecto de la conversión del peso argentino al dólar; (ii) **US\$32 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en Brasil; (iii) **US\$22 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; (iv) **US\$14 millones** de menor gasto incurrido entre compañías relacionadas; y, (v) **US\$14 millones** de menor gasto en actualización de provisiones. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 21 millones** por mayores gastos varios; (ii) **US\$9 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios; y, (iii) **US\$8 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en Brasil en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Cachoeira Dourada**.

(c) Los resultados por reajustes disminuyen en **US\$25 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre.

En el tercer trimestre de 2024, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó una disminución de **US\$68 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

(d) Pérdidas por **diferencias de cambio** por **US\$140 millones**, durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, comparado con el mismo período de 2023, debido principalmente a; (i) **US\$ 82 millones** en **Enel Brasil** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y (ii) menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$ 56 millones**, producto de cuentas por cobrar a **VOSA**, expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino, el cual por efecto de conversión registró un monto de utilidad inferior al registrado en el mismo período de 2023 (incluye efecto por conversión de **US\$27 millones**).

En el tercer trimestre de 2024 las **diferencias de cambio** generaron una mayor utilidad por **US\$19 millones**, explicada principalmente por **US\$ 46 millones** en Enel Américas, por diferencia de cambio positiva asociada a dividendos de subsidiarias extranjeras y sobre efectivo y equivalentes de efectivo. Estos efectos fueron compensados parcialmente; menor reconocimiento de diferencias de cambio reconocidas en **Enel Generación El Chocón** por **US\$ 24 millones**, producto de cuentas por cobrar a **VOSA**, expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino.

Las **otras ganancias (pérdidas)** registran un mejor ingreso de **US\$178 millones** durante el período terminado al 30 de septiembre de 2024, que se explica principalmente por; (i) **US\$280 millones** de pérdidas registradas en 2023 en la venta de **Enel Generación Costanera y Central Docksud**. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$107 millones** de utilidad reconocida en 2023 por indemnización recibida por el término del contrato de concesión vinculado a las líneas de transmisión que gestionaba **Enel CIEN**.

En el tercer trimestre de 2024 las **otras ganancias (pérdidas)** registran menor pérdida de **US\$3 millones**, explicado por (i) **US\$2 millones**.

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US\$486 millones** en el periodo de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un menor gasto impositivo de **US\$25 millones** respecto del mismo período del año 2023. Esta disminución se explica principalmente por; (i) **US\$ 39 millones** de gasto por impuestos registrados en el primer trimestre de 2023 por utilidad por indemnización asociada al término del contrato de concesión de **Enel CIEN en Brasil**; (ii) **US\$ 106 millones** de menores impuestos por la disminución de resultados en las sociedades de Brasil y Colombia; y (iii) menores gastos por **US\$ 8 millones** por los impuestos registrados en el primer trimestre de 2023 en las sociedades **Enel Generación Costanera y Central Dock Sud** en Argentina, dado que dichas sociedades fueron vendidas durante el primer semestre del año 2023. Lo anterior parcialmente compensado por mayores impuestos por; (i) **US\$ 81 millones** de mayor impuesto en **Edesur** explicado fundamentalmente por; (A) mayores impuestos producto de un mejoramiento de tarifas e incremento de resultados financieros asociados a actualizaciones de activos netos por hiperinflación por **US\$ 132 millones** y; (B) efecto positivo de conversión de cifras por **US\$ 51 millones** originada por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense; (ii) **US\$ 29 millones** de mayor impuesto en Enel Argentina e Hidroinvest asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación del año 2023 y; (iii) **US\$ 16 millones** asociados a mayores impuestos por el aumento de resultados en sociedades de Brasil y Panamá.

El impuesto a las ganancias en el tercer trimestre de 2024 tuvo un menor gasto de **US\$22 millones** respecto al mismo período del año anterior el cual se explica principalmente por; (i) **US\$ 80 millones** de menores impuestos por menores resultados en las sociedades de Colombia y Enel Américas. Lo anterior parcialmente compensado por mayores impuestos de (i) **US\$ 49 millones** de mayores impuestos por mejores resultados en las sociedades de Brasil, Panamá y Enel Perú; (ii) **US\$ 13 millones** en Enel Argentina e Hidroinvest, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los **US\$1.888 millones** al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento **US\$1.606 millones** respecto al mismo período del año anterior. El fuerte incremento experimentado por las ganancias de operaciones discontinuadas se debe principalmente Perú por **US\$ 1.712 millones** de resultado neto obtenido en la venta de las principales sociedades de operación de generación y distribución en ocurridas en mayo y junio de 2024, respectivamente. Lo anterior se compensa con (ii) **US\$106 millones** menores resultados en operaciones discontinuadas en los segmentos de generación y distribución en Perú, debido que en 2023 los resultados de dichos segmentos se consolidaron por nueve meses y en 2024 solo hasta el momento que se concretó la venta de dichos negocios.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los US\$ 114 millones durante el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución **US\$ 199 millones** respecto al mismo período del año anterior. Esta disminución se debe principalmente al pago de retenciones tributarias en Perú por **US\$ 118 millones**, al pago de dividendos y repartos de capital extraordinarios desde Enel Perú a Enel Américas, más **US\$ 81 millones** de menores resultados en operaciones discontinuadas en los segmentos de generación y distribución en Perú, debido que en 2023 los resultados de dichos segmentos se consolidaron por nueve meses y en 2024 solo hasta el momento que se concretó la venta de dichos negocios.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	sept-24	dic.-23	Variación	Var %
Activos Corrientes	8.048	10.319	(2.271)	(22,0%)
Activos No Corrientes	25.823	26.535	(712)	(2,7%)
Total Activos	33.871	36.855	(2.984)	(8,1%)

El total de activos de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024 se redujeron en US\$2.984 millones comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2023, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Activos Corrientes** presentan una baja de **US\$2.271 millones**, equivalente a un **22,0%**, principalmente explicado por:
 - El incremento del **efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 1.553 millones**, compuesto principalmente por:

(1) Ingreso neto de flujos operacionales por **US\$1.669 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; (2) Entrada neta de flujos por actividades de inversión por **US\$2.491 millones**, que corresponden a ingresos de flujo de efectivo por: (i) recaudación procedente de la pérdida de control de subsidiarias peruanas Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú por **US\$4.377 millones**; (ii) recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$585 millones**; y, (iii) ingresos procedentes de instrumentos derivados por **US\$32 millones**. Estos ingresos de efectivo por actividades de inversión fueron compensados por: (i) incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$973 millones**; (ii) erogaciones en inversiones a más de 90 días por **US\$792 millones**; (iii) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$717 millones**; y, (iv) pagos procedentes de instrumentos derivados por **US\$11 millones**; (v) otras partidas uso de efectivo por actividades de inversión por **US\$8 millones**. (3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento por **US\$ 2.621 millones** que se relacionan con obtenciones relacionadas con: (i) desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US\$1.612 millones**; (ii) desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US\$2.126 millones**; (iii) **US\$329 millones** de dividendos pagados; (iv) **US\$576 millones** por desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados; y, (v) erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US\$45 millones**. Las anteriores obtenciones de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por ingresos de fondos relacionados con: (i) recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US\$1.174 millones**; (ii) **US\$ 887 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US\$344 millones** de vencimientos de corto plazo y **US\$544 millones** restante con vencimiento en el largo plazo; y, (iii) otras entradas de financiamiento por **US\$6 millones**. (4) disminución de **US\$148 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, neto de la variación positiva de **US\$5 millones** de activos disponibles para la venta al inicio y al final del período reportado; y, (5) incremento de **US\$166 millones** por la variación de efectivo y equivalente de efectivo asociado a disponibles para la venta.
 - Incremento de **otros activos financieros corrientes** por **US\$ 285 millones**, que se explican principalmente por incrementos en instrumentos financieros con cambios en resultados, destacando los incrementos de **Enel Brasil** por **US\$ 260 millones**, **Edesur** con **US\$ 14 millones**, **Enel Américas** por **US\$ 14 millones**, y **Enel Generación Chocon** por **US\$ 10 millones** y, los que se compensan parcialmente por disminución en el mismo ítem de **Enel X Brasil** por **US\$ 22 millones**.
 - Disminución de **otros activos no financieros corrientes** por **US\$ 189 millones**, que se explican por disminución de (i) **US\$ 150 millones** de impuestos Pis/Cofins en las sociedades de distribución en Brasil, (ii) **US\$ 43 millones** de disminución en otros activos no financieros corrientes, y (iii) **US\$ 20 millones** de disminución de gastos en servicios de investigación y desarrollo. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por incremento de: (i) **US\$ 18 millones** de disminución de gastos pagados por anticipado, y (ii) **US\$ 4 millones** de aumento en obligaciones por impuestos de retención
 - Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar** corrientes por **US\$ 39 millones**, que se explica principalmente por efecto negativo de conversión por (i) **US\$ 306 millones** producto de la devaluación experimentada por el real brasileño, el peso argentino, y peso colombiano por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024; y, (i) **US\$ 39 millones** de menores cuentas por cobrar por bajas de volumen y precios medios de venta en **Enel Colombia** Lo anterior parcialmente compensado por: (i) **US\$ 240 millones** de mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en **Edesur**; y (ii) mayores cuentas por cobrar por incrementos de volumen y precios medios de venta en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$ 67 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

- Disminución de **inventarios** por **US\$ 33 millones**, básicamente por efecto negativo de conversión en sociedades de distribución de Brasil ante la devaluación experimentada por el real brasileño frente al dólar estadounidense durante al 30 de septiembre de 2024.
 - Incremento de **impuestos corrientes** por **US\$ 71 millones**, originada por: (i) **US\$ 67 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**; y (ii) **US\$ 4 millones** por mayor provisión de impuesto a la renta en de mayor provisión de impuesto renta en **Enel Generación Piura**
 - Disminución de **activos disponibles para la venta**³ por **US\$ 3.919 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.
- > Disminución de los **Activos no Corrientes** por **US\$712 millones**, equivalente a un **2,7%** principalmente por:
- Disminución de **otros activos financieros no corrientes** por **US\$ 113 millones**, principalmente explicado por **US\$486 millones**, debido al efecto negativo en conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense en 2024, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF12 en las sociedades de distribución brasileñas al 30 de septiembre de 2024. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 373 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Disminución de **otros activos no financieros no corrientes** por **US\$117 millones**, que se explica principalmente por; menores impuestos por recuperar de **PIS y COFINS** por **US\$ 181 millones**. Lo anterior fue compensado por **US\$70 millones** por mayores activos en construcción generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil.
 - Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por **US\$ 84 millones**, que se explica principalmente por; **US\$ 58 millones** de disminución en cuentas por cobrar comerciales por traspasos al corto plazo en **Enel X Brasil**, **US\$ 38 millones** en **Enel Distribución Ceará**, y **US\$9 millones** en **Enel Distribución Rio**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$20 millones** de aumento en **Enel Generación Chocón**.
 - Disminución de **activos intangibles distintos de la plusvalía** por **US\$ 505 millones** compuesto principalmente por; (i) aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por **US\$ 324 millones**, fundamentalmente en el negocio de distribución en Brasil; (ii) disminución por **US\$ 389 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por amortización del ejercicio por **US\$ 436 millones**; (iv) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$65 millones**, y (iv) disminución por otros movimientos por **US\$62 millones**.
 - Disminución de **plusvalía** por **US\$ 142 millones** explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria relacionada.
 - Aumento de **propiedades, plantas y equipos** por **US\$ 481 millones** compuesto principalmente por; (i) aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US\$ 819 millones**, fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; (ii) disminución por **US\$ 1.226 millones** relacionados con el efecto de conversión; (iii) disminución por depreciación del ejercicio por **US\$ 399 millones**; (iv) retiros de servicios por **US\$ 6 millones**. (v) mayor variación por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras subsidiarias argentinas por **US\$1.238 millones**. (iv) aumento por otros movimientos por **US\$59 millones**.
 - Disminución de **activos por impuestos diferidos** por **US\$240 millones**, explicado principalmente por efecto negativo de conversión en sociedades brasileñas producto de la devaluación experimentada por el real brasileño.

³ Para mayor información ver Nota N° 5.1 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	sept-24	dic.-23	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.208	9.728	(2.520)	(25,9%)
Pasivo No Corriente	8.090	10.106	(2.016)	(19,9%)
Patrimonio Total	18.573	17.021	1.552	9,1%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	16.240	14.505	1.735	12,0%
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.333	2.516	(183)	(7,3%)
Total Patrimonio y Pasivos	33.871	36.855	(2.984)	(8,1%)

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 30 de septiembre de 2024 disminuyó en **US\$2.984 millones** respecto de diciembre 2023, principalmente como consecuencia de:

- > Los **Pasivos Corrientes** disminuyen en **US\$2.520 millones**, equivalentes a un **25,9%** explicado principalmente por:
 - Disminución de **otros pasivos financieros corrientes** por **US\$ 660 millones** principalmente por: (i) el pago de obligaciones bancarias y obligaciones con el público de compañías distribuidoras **Enel Distribución Ceará** por **US\$153 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 131 millones**, **Enel Brasil** por **US\$ 123 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$ 73 millones** (ii) pago de obligaciones bancarias por **Enel Colombia** por **US\$ 183 millones**.
 - Aumento de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US\$ 215 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo, compra de energía y otros servicios por **US\$ 156 millones**; (ii) incremento de **US\$ 79 millones** de dividendos por pagar a terceros; (iii) **US\$ 68 millones** de mayores cuentas por pagar por PIS/COFINS en sociedades de distribución en Brasil; y, (iv) incremento de otras cuentas por pagar por **US\$33 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por; (i) **US\$ 68 millones** de menores pasivos por compras de energía; (ii) **US\$42 millones** de disminución de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo; y, (iii) **US\$ 17 millones** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil;
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US\$ 836 millones**, principalmente por; (i) disminución de las cuentas con **EFI** por **US\$ 721 millones**; y (ii) disminución cuenta por pagar por dividendos pendientes por **US\$ 213 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por los principales incrementos de; (i) **US\$ 96 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\$ 42 millones** de incremento de cuentas por pagar con **Enel Grids**; (2) **US\$ 36 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel S.p.A** y (3) **US\$ 9 millones** de incremento en cuentas por pagar con **Enel Global Services S.p.A**.
 - Incremento de **pasivos por impuestos corrientes** por **US\$ 618 millones** explicados principalmente por: (i) **US\$ 647 millones** de mayor provisión de impuesto renta por la venta de sociedades peruanas **Enel Generación Perú** y **Enel Distribución Perú**; y (ii) **US\$ 74 millones** de mayor provisión de impuesto renta en la subsidiaria argentina **Edesur** producto de sus mayores resultados obtenidos durante el periodo. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$100 millones** de menor provisión de impuestos en Colombia y Generación en Argentina principalmente.
 - Disminución de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US\$ 54 millones**, básicamente originados por disminución en Iva débito fiscal a pagar y otros impuestos de retención.
 - Disminución de **pasivos disponibles para la venta** por **US\$ 1.831 millones** se origina principalmente por la variación de saldos de activos de las sociedades peruanas clasificadas como disponibles para la venta a diciembre 2023 y ventas el segundo trimestre del presente año.
- > Los **Pasivos No Corrientes** disminuyeron en **US\$2.016 millones**, equivalente a un **19,9%**, y se explica principalmente por:
 - Disminución de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US\$741 millones**, fundamentalmente explicado por; (i) traspasos de obligaciones bancarias y obligaciones con el público al pasivo corriente por **US\$ 522 millones** en las subsidiarias de Brasil y Colombia principalmente. y; (ii) efecto negativo en conversión de cifras en subsidiarias brasileñas por **US\$ 220 millones** por devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense en el periodo de 2024.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

- Disminución de **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar** no corrientes por **US\$ 434 millones** explicada; por, (i) **US\$ 467 millones** de disminución de créditos Pis/Cofins a pagar por cuenta de terceros de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; (iii) **US\$ 45 millones** de menores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; y, (iii) **US\$ 44 millones** de menores cuentas varias por pagar. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un incremento por **US\$124 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.
 - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes** por **US\$255 millones**, principalmente explicada por pagos de **US\$ 252 millones** de las subsidiarias brasileñas a **EFI**.
 - Disminuciones de **otras provisiones no corrientes** por **US\$76 millones**, principalmente explicada por; (i) menores provisiones de impuestos de **US\$ 60 millones** y, (ii) menores provisiones por reclamaciones legales **US\$ 56 millones**. Situaciones que son compensadas por **US\$35 millones** de mayores provisiones varias.
 - Incremento de **pasivo por impuestos diferidos** por **US\$ 151 millones** se relacionan con incremento neto de impuestos diferidos por actualización por hiperinflación en subsidiaria argentina **Edesur**.
 - Disminución en las **obligaciones post-empleo** por **US\$ 595 millones** que se explican por; (i) disminución de **US\$ 383 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (ii) disminución por actualización de supuestos de variables actuariales en las sociedades de Brasil por **US\$ 308 millones**; y (iii) **US\$ 157 millones** de disminución por beneficios pagados en el período. Todo lo anterior parcialmente compensado por aumento de **US\$ 253 millones** en el devengamiento de intereses.
 - Disminución de **otros pasivos no financieros no corrientes** por **US\$ 66 millones** se relacionan con ingresos diferidos por cesiones de créditos en 2023 de subsidiaria argentina **Edesur**.
- > El **Patrimonio total** aumentó en **US\$ 1.552 millones**, explicado por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US\$1.735 millones** principalmente por aumento de; (i) aumento por la utilidad del período por **US\$2.466 millones** y; (ii) disminución de otras reservas por **US\$730 millones**, principalmente por; (a) diferencias de conversión negativas por **US\$1.514 millones**; (b) incremento de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US\$60 millones**; (c) reservas positivas por **US\$588 millones**, por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina; (d) incremento por actualización de cálculos actuariales por beneficios a los empleados por **US\$74 millones** y; (e) **US\$ 61 millones** 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\$183 millones** y se explican principalmente por; (i) disminución por declaración de dividendos por; **US\$204 millones**; (ii) disminución de otras reservas varias por **US\$170 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina y; (iii) disminución de otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión por **US\$90 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por aumento por la utilidad del período por **US\$280 millones**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Unidad	sept-24	dic.-23	sept-23	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,12	1,06	-	0,06
	Razón Ácida (2)	Veces	1,12	1,00	-	0,12
	Capital de Trabajo	MMUS\$	840	592	-	248
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,82	1,17	-	(0,34)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	47,1%	49,0%	-	(1,9) p.p.
	Deuda Largo Plazo (5)	%	52,9%	51,0%	-	1,9 p.p.
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,12	3,32	(0,20)	(6,0%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,0%	-	20,4%	(1,4) p.p.
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	16,8%	-	6,1%	10,7 p.p.
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	8,0%	-	3,3%	4,7 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 30 de septiembre de 2024 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio y al fin del período.
 (8) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por los doce meses móviles a al 30 de septiembre de 2024 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2024 alcanzó **1,12 veces**, superior en un **5,3%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2023. Esta variación se origina principalmente por la venta de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú** que genera un aumento de caja, por **US\$4.377 millones**.
- La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2024 alcanzó **1,12 veces**, superior en un **11,7%** respecto al indicador al 31 de diciembre de 2023, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.
- El capital de trabajo al 30 de septiembre de 2024 asciende a **US\$840 millones** lo que representa un aumento de **US\$248 millones** respecto a diciembre de 2023. Dicha variación se explica principalmente por la venta de compañías peruanas indicada anteriormente.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,82 veces** inferior en un **29,3%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2023. Dicha variación se origina por una menor posición de pasivos corrientes y no corrientes debido a la venta de las compañías peruanas principalmente, junto con un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US\$2.746 millones** durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024.
- La **cobertura de costos financieros** por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 fue de **3,12 veces**, lo cual representa una disminución de **6,0%** comparado con el mismo período del año anterior, principalmente a un incremento del EBITDA por mejores resultados en los negocios de distribución en Colombia y Argentina, y en el negocio de generación en Brasil, el cual se vio beneficiado por una mayor capacidad renovable.
- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **16,8%** al 30 de septiembre de 2024, lo que se compara positivamente con una rentabilidad positiva de **6,1%** registrado en el mismo período del año anterior. Este mejora se explica principalmente por los resultados obtenidos en las ventas de las compañías **Enel Generación Perú y Enel Distribución Perú**.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un **8,0%** al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un incremento de **4,7 p.p.** respecto al **3,3%** 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**.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Principales flujos de efectivo:

El flujo de efectivo neto del ejercicio fue un monto positivo de US\$ 1.539 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2024, lo que representa un aumento de US\$1.613 millones con respecto al mismo período del año anterior.

Las principales variaciones por flujos, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	sept-24	sept-23	Variación	Var %
Flujo de la Operación	1.669	1.660	9	0,5%
Flujo de Inversión	2.491	(775)	3.266	n.a.
Flujo de Financiamiento	(2.621)	(959)	(1.662)	173,3%
Flujo neto del período	1.539	(74)	1.613	n.a.

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US\$1.669 millones** en el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, representando un aumento de un 0,5%, equivalentes a US\$ 9 millones con respecto al mismo período reportado al año anterior. La variación neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por: (i) US\$ 1.578 millones de menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios. Lo anterior parcialmente compensado por; (ii) US\$ 920 millones de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; (iii) US\$298 millones mayores pagos de pagos por otras actividades de operación; (iv) US\$259 millones de mayores pagos a y por cuenta de los empleados; (v) US\$ 26 millones de mayores pagos en impuestos; (vi) US\$39 millones de menores cobros de otras actividades de la operación; y, (vii) US\$19 millones de mayores pagos correspondiente a otras entradas de efectivo.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una mayor recaudación de flujos de **US\$3.266 millones** al 30 de septiembre de 2024, al compararlo con el mismo período del año anterior, que se explica principalmente por: (i) **US\$ 4.188 millones** de mayores recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por las ventas de **Enel Generación Perú, Veracruz, Enel Distribución Perú y Enel X Perú**; (ii) US\$669 millones por menores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; (iii) **US\$63 millones** de menores pagos relacionados a instrumentos derivados; (iv) US\$ 33 millones por mayores cobros en la venta de inversiones a más de 90 días; y, (v) **US\$17 millones** de mayores cobros relacionados a instrumentos derivados.

Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por: (i) menores recaudaciones por **US\$1.292 millones** por el cobro efectuado en el primer semestre de 2023 de préstamos concedidos a **Enel Distribución Goías**, otorgados por Enel Brasil antes de la venta de la citada sociedad de distribución en Brasil (ii) **US\$ 237 millones** por mayores pagos en la compra de inversiones a más de 90 días; (iii) **US\$ 177 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo, dado que en el primer trimestre de 2023 se recibió la indemnización vinculada al término del contrato de concesión e **Enel CIEN** en Brasil;

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un mayor egreso de efectivo por **US\$1.662 millones** en el periodo terminado al al 30 de septiembre de 2024 comparado con el mismo período del año anterior, originados principalmente por: (i) **US\$ 1.439 millones** de mayores pagos de préstamos a empresas relacionadas; (ii) **US\$1.050 millones** de mayores pagos de créditos bancarios y financiamiento con bonos; (iii) **US\$ 194 millones** de mayores pagos de dividendos; (iv) **US\$ 17 millones** de mayores pagos por reembolsos de préstamos bancarios y obligaciones con el público; (v) **US\$ 8 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos; y, (vi) **US\$ 7 millones** de mayores pagos por pago e intereses. Todo lo anterior parcialmente compensado por: (i) **US\$1.006 millones** de mayores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; y (ii) **US\$38 millones** de menores pagos netos por otras actividades de financiamiento.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023.

Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)						
EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos, y Activos Intangibles			Depreciaciones y amortizaciones		
	sept-24	sept-23	Var %	sept-24	sept-23	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	1	19	(94,6%)
Enel Generación Costanera S.A.	-	-	n.a.	-	5	(100,0%)
Enel Colombia Segmento de Generación	169	285	(40,6%)	57	47	22,3%
Enel Generación Perú S.A.	41	56	(27,4%)	-	-	n.a.
Chinango	2	5	(57,3%)	-	-	n.a.
EGP Cachoeira Dourada S.A.	330	1	n.a.	8	9	(11,2%)
EGP Volta Grande	2	2	(16,8%)	1	-	n.a.
Enel Cien S.A.	2	-	n.a.	-	0	(100,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	283	247	14,4%	161	157	2,8%
Edesur S.A.	104	90	15,2%	118	79	50,1%
Enel Distribución Perú S.A.	68	133	(49,0%)	-	-	n.a.
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	170	176	(3,4%)	113	98	15,8%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	224	231	(3,1%)	86	75	15,3%
Enel Colombia Segmento de Distribución	235	232	1,1%	113	90	25,1%
Central Dock Sud S.A.	-	2	(100,0%)	-	3	(100,0%)
Enel Generación Piura S.A.	3	6	(45,9%)	-	-	n.a.
Enel X Brasil	5	52	(90,4%)	8	3	216,3%
Enel Green Power Brasil	19	756	(97,5%)	141	115	23,1%
Enel Green Power Perú	-	65	(100,0%)	-	-	n.a.
Enel Green Power Centroamérica	32	15	119,7%	37	35	7,2%
Total	1.689	2.354	(28,3%)	844	731	15,5%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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

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

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

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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

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

Posición bruta:

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
	%	%
Tasa de interés fija	18%	20%

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

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.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses ("Libor") fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Américas finalizó exitosamente la transición de Libor-SOFR del 100% de sus contratos financieros, en línea con los estándares de mercado.

1.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

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

Durante el tercer trimestre de 2024, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

1.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

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

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los del tercer trimestre de 2024.

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

Al 30 de septiembre de 2024, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

1.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas y derivados financieros ver Notas 19 y 22.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de US\$ 3.053 millones en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.163.915 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de US\$1.500 millones en efectivo y otros medios equivalentes.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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.

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.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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\$ 411 millones.

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



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

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

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