RESUMEN EJECUTIVO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

(cifras expresadas en millones de US$)

- **En el tercer trimestre de 2026 los ingresos alcanzaron US$4.614 millones, lo que representa un incremento de 26,3% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica principalmente por un alza en ingresos en Argentina, Brasil y Colombia, producto de mayor indexación de la tarifa, mayor energía distribuida, mayores ventas de energía en Colombia y el efecto positivo de la apreciación del real brasileño y del peso colombiano.**

- **Acumulado a septiembre, los ingresos llegaron a US$12.766 millones, lo que representa un incremento de un 22,3% respecto a 2025, explicado por mayores ingresos en Argentina, Brasil y Colombia, parcialmente compensado por menores ingresos en Centroamérica producto de menores ventas de energía.**

- **El EBITDA en el tercer trimestre del año alcanzó US$1.417 millones, lo que representa un aumento de un 37,7% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Argentina, y Brasil, producto de ajustes de tarifa, y en Colombia, por la mayor venta de energía a mayores precios y mayor indexación de tarifa. Esto es parcialmente compensado por un menor resultado en Centroamérica, producto de menor generación hidraulica y mayores compras de energía durante el periodo. Aislando el impacto positivo de US$179 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 20% respecto al mismo período del año anterior.**

- **A nivel acumulado, el EBITDA llegó a los US$3.845 millones, un 23,8% más respecto al mismo periodo del año anterior. Esto es explicado por un aumento en los resultados de Argentina, Brasil y Colombia, parcialmente compensado por un menor resultado en Centroamérica. Aislando el impacto positivo de US$420 millones producto del tipo de cambio, el EBITDA hubiese crecido un 10% respecto al mismo período del año anterior.**

EBITDA
(en millones de US$)

	Acumulado			Trimestral		
País	sept.-26	sept.-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %
Argentina	159	171	(6,8%)	48	2	n.a.
Brasil	1.738	1.555	11,8%	551	543	1,5%
Colombia	1.785	1.226	45,6%	773	439	76,2%
EGP Centroamérica	143	154	(7,4%)	38	54	(30,3%)
Enel Américas (*)	**3.845**	**3.106**	**23,8%**	**1.417**	**1.029**	**37,7%**

(*) Incluye Holding, Eliminaciones y Otros

- **El Resultado de Explotación (EBIT) del tercer trimestre de 2026 alcanzó los US$1.087 millones, lo que representa un aumento de un 70,0% respecto al tercer trimestre de 2025, producto del mayor EBITDA y la disminución de las pérdidas por deterioro. A nivel acumulado, el EBIT aumentó un 39,0% llegando a US$2.711 millones.**

- **El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los US$390 millones en el tercer trimestre de 2026, mostrando un aumento de 86,4% respecto a los US$209 millones registrados en el tercer trimestre de 2025. Esto se explica principalmente por mejores resultados en Argentina, Brasil y Colombia, parcialmente compensado por un menor resultado en Centroamérica. En términos acumulados, el Resultado Neto alcanzó US$902 millones, equivalente a un aumento de un 40,6% explicado por mejores resultados en Brasil y Colombia.**

- **La deuda financiera neta alcanzó los US$6.508 millones, lo cual representa un aumento de 35,3% respecto al cierre de 2025, explicado principalmente por mayor deuda en Edesur y en las subsidiarias en Brasil, y menor caja en Enel Américas Holding producto del pago del dividendo con cargo a las utilidades del año 2025 y la ejecución del programa de recompra de acciones de propia emisión.**

- **El CAPEX en el tercer trimestre de 2026 ascendió a US$650 millones, lo que representa un aumento de 20,0% respecto al tercer trimestre de 2025, explicado por mayores inversiones en el negocio de distribución en Argentina, Brasil y Colombia, parcialmente compensado por menores inversiones en generación en Brasil y Colombia. Respecto al CAPEX a septiembre de 2026, éste alcanzó US$1.633 millones, resultando en un aumento de 9,8% respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por mayores inversiones en distribución en los paises de nuestro perímetro.**

I. 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.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión en operaciones continuadas

En el tercer trimestre de 2026, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión aumentó en **58,4%** comparado con igual trimestre de 2025, llegando a los **US$710 millones**. Esto se explica principalmente por mayor generación en Colombia y la apreciación del real brasileño y el peso colombiano respecto del dólar estadounidense, parcialmente compensado por menor generación en Brasil y Centroamérica y en Argentina, por la no renovación de la concesión de los activos de generación que operaba Enel Generación El Chocón[1].

Considerando el **EBITDA** acumulado al 30 de septiembre de 2026, el negocio de generación y transmisión llegó a **US$1.643 millones**, un **32,3%** más que a igual período de 2025, también explicado por el mayor resultado en Colombia, compensado por un menor resultado en Argentina y Centroamérica.

Las **ventas físicas de energía** de operaciones continuadas disminuyeron un **12,4%** en el tercer trimestre, explicado principalmente por menores ventas en Argentina, Brasil y Centroamérica, relacionadas a la no renovación de la concesión de los activos de generación que operaba Enel Generación El Chocón, a menor actividad de trading en Brasil y menor generación renovable propia, respectivamente, parcialmente compensado por mayores ventas en Colombia producto de mayor generación propia. Al 30 de septiembre de 2026, las ventas de energía disminuyeron **12,0%**, también debido principalmente a menores ventas en Argentina, Brasil y Centroamérica. A su vez, la **generación de energía** en el tercer trimestre disminuyó un **0,6%** respecto al mismo período de 2025, explicado principalmente explicado por menor generación en Argentina, producto de la no renovación de la concesión de los activos de generación que operaba Enel Generación El Chocón, y menor generación renovable en Brasil y Centroamérica, parcialmente compensado por mayor generación en Colombia. Respecto al acumulado al 30 de septiembre de 2026, la generación de energía disminuyó un **4,4%** comparado con 2025, debido a la menor generación en Argentina, Brasil y Centroamérica.

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	sept.-26	sept.-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %
Total Ventas (TWh)	45,5	51,7	(12,0%)	15,3	17,4	(12,4%)
Total Generación (TWh)	**31,1**	**32,5**	**(4,4%)**	**11,4**	**11,5**	**(0,6%)**

Distribución de operaciones continuadas

En el negocio de distribución, el **EBITDA** aumentó un **18,8%** en el tercer trimestre de 2026 comparado con el mismo período de 2025, alcanzando los **US$715 millones**. Esto se explica principalmente por un mejor resultado en Argentina, Brasil y Colombia por mayor indexación de tarifa.

A nivel acumulado, el **EBITDA** al 30 de septiembre de 2026 aumentó **17,9%**, alcanzando **US$2.251 millones**, también explicado por un mejor resultado en todos los paises de nuestro perimetro.

Al cierre del 30 de septiembre de 2026, **el número de clientes consolidado** de operaciones continuadas mostró un aumento de **349 mil**, o **1,5%**, en comparación con el mismo período de 2025, llegando a **23,2 millones**. Por su parte, las ventas físicas aumentaron **2,8%** en el trimestre, explicado por mayores ventas en Brasil y Colombia, parcialmente compensado por menores ventas **Edesur** en Argentina. A nivel acumulado, durante el período 2026 las ventas aumentaron **1,4%** respecto a 2025, explicado principalmente por aumentos en todas nuestras areas de concesion.

	Acumulado			Trimestral		
Información Física	sept.-26	sept.-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %
Total Ventas (TWh)	78,6	77,5	1,4%	26,1	25,4	2,8%
Número de clientes (miles)	**23.247**	**22.898**	**1,5%**	**23.247**	**22.898**	**1,5%**

[1] El 7 de agosto de 2025, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 564/2025, otorga a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito hasta el 31 de diciembre de 2025 inclusive o bien, hasta el perfeccionamiento del concurso público nacional e internacional que se llevaría a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador, lo que ocurriera primero. El Grupo operó finalmente el complejo eléctrico El Chocon hasta el 8 de enero de 2026. Para más información ver nota 3.a) de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026.

RESUMEN FINANCIERO

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

- Caja y caja equivalente — US$1.249 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días — US$1.369 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles [1] — US$2.000 millones

El aumento de las tasas de interés en Enel Américas (11,4% en Dic-25 vs 12,7% en Sep-26) se originó principalmente por el aumento de la tasa monetaria en Colombia (IBR) y condiciones crediticias en Brasil.

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$1.170 millones** y forwards por **US$344 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$2.277 millones**.

(1) Incluye una línea de crédito comprometida entre partes relacionadas de Enel Américas con Enel Finance International (EFI) completamente disponible por un monto de US$400 millones.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades en los segmentos de generación y transmisión, y distribución en; Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos seis países.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **12,4 GW**, y la capacidad total instalada de fuentes renovables es del **95,9%** al 30 de septiembre de 2026.

El Grupo está presente en el negocio de la generación a través de las subsidiarias **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.**, y **Enel Generación Piura en Perú.** Adicionalmente, Enel Generación Chocón operó la concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito hasta el 8 de enero del presente.

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica, por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

		Ventas de Energía Neta (TWh) (*)						Participación de mercado %	
		Acumulado			Trimestral				
Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	Mercados en que participa	sept.-26	sept.-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %	sept.-26	sept.-25
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	-	1,9	(100,0%)	-	0,5	(100,0%)	0,0%	1,7%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	25,3	30,2	(16,1%)	7,9	10,0	(20,8%)	5,9%	8,3%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	17,4	16,7	4,2%	6,4	5,9	9,3%	26,2%	26,6%
Segmento Generación Centroamérica	(***)	2,4	2,6	(6,1%)	0,8	0,9	(11,7%)	7,8%	5,6%
Enel Generación Piura	(****)	0,3	0,3	(4,0%)	0,1	0,1	19,3%	0,6%	0,7%
Total operaciones continuadas		**45,5**	**51,7**	**(12,0%)**	**15,3**	**17,4**	**(12,4%)**		

(*) Se incorporan las ventas reguladas, ventas no reguladas y la posición neta de ventas al spot efectuadas por los segmentos de generación de cada país a terceros, se han eliminado la totalidad de las compras y ventas de energía intrasegmento y también entre sociedades relacionadas.

(**) 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.

(****) Enel Generación Piura participa de su mercado local SICN en Perú. Cabe destacar que siguiendo las directrices establecidas en la NIIF 8 Segmentos operativos , no representa un segmento de operación sobre el cual Enel Américas requiere presentar información por separado. Ver nota 5 y 34 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026.

	Generación Energía (TWh)					
	Acumulado			Trimestral		
Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	sept.-26	sept.-25	Var %	3T2026	3T2025	Var %
Segmento de Generación Argentina	-	1,9	(100,0%)	-	0,5	(100,0%)
Segmento de Generación Brasil	15,2	15,8	(3,9%)	5,3	5,6	(5,8%)
Segmento de Generación Colombia	13,7	12,7	8,2%	5,4	4,5	20,0%
Segmento Generación Centroamérica	1,9	2,0	(2,9%)	0,5	0,7	(23,8%)
Enel Generación Piura (****)	0,3	0,2	42,1%	0,1	0,1	79,1%
Total	**31,1**	**32,5**	**(4,4%)**	**11,4**	**11,5**	**(0,6%)**

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias **Edesur** en Argentina, **Enel Distribución Río**, **Enel Distribución Ceará** y **Enel Distribución Sao Paulo** en Brasil y **Enel Colombia S.A. ESP** en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a **23,2 millones de clientes.**

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica por los períodos terminados 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Ventas de Energía (TWh)						Pérdidas de energía %	
	Acumulado			Trimestral				
Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	**sept.-26**	**sept.-25**	**Var %**	**3T2026**	**3T2025**	**Var %**	**sept.-26**	**sept.-25**
Segmento de Distribución Argentina	13,5	13,5	0,6%	4,6	4,7	(1,3%)	19,4%	17,5%
Segmento de Distribución Brasil	53,1	52,5	1,2%	17,4	16,8	3,6%	14,1%	13,8%
Segmento de Distribución Colombia	11,9	11,5	3,3%	4,1	3,9	4,1%	7,6%	7,5%
Total	**78,6**	**77,5**	**1,4%**	**26,1**	**25,4**	**2,8%**	**14,0%**	**13,5%**

	Clientes (miles)		
Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	**sept.-26**	**sept.-25**	**Var %**
Segmento de Distribución Argentina	2.752	2.756	(0,1%)
Segmento de Distribución Brasil	16.365	16.112	1,6%
Segmento de Distribución Colombia	4.129	4.030	2,5%
Total	**23.247**	**22.898**	**1,5%**

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 2026 y 2025:

	Acumulado													
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	**Argentina**		**Brasil**		**Colombia**		**Centroamérica**		**Total Segmentos**		**Eliminaciones y otros**		**Total General**	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Generación	**1**	**34**	**1.132**	**962**	**1.760**	**1.189**	**244**	**249**	**3.137**	**2.434**	**(197)**	**(130)**	**2.940**	**2.304**
Clientes Regulados	1	-	344	198	803	542	118	129	1.266	869	(65)	4	1.201	873
Clientes no Regulados	-	-	608	676	420	411	48	46	1.076	1.133	(9)	(23)	1.067	1.110
Ventas de Mercado Spot	-	34	180	88	537	236	78	74	795	432	(123)	(111)	672	321
Distribución	**1.343**	**988**	**3.992**	**3.597**	**990**	**805**	**-**	**-**	**6.325**	**5.390**	**30**	**26**	**6.355**	**5.416**
Residenciales	584	416	2.533	2.302	574	465	-	-	3.691	3.183	-	-	3.691	3.183
Comerciales	387	276	968	828	241	203	-	-	1.596	1.307	14	11	1.610	1.318
Industriales	261	186	211	196	101	85	-	-	573	467	13	12	586	479
Otros Consumidores	111	110	280	271	74	52	-	-	465	433	3	3	468	436
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(84)	(34)	(146)	(118)	-	-	(230)	(152)	230	152	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**1.344**	**1.022**	**5.040**	**4.525**	**2.604**	**1.876**	**244**	**249**	**9.232**	**7.672**	**63**	**48**	**9.295**	**7.720**
Variación en millones de US$ y %	**322**	**(31,5%)**	**515**	**11,4%**	**728**	**38,8%**	**(5)**	**(2,0%)**	**1.560**	**20,3%**	**15**	**-**	**1.575**	**20,4%**

	Cifras Trimestrales													
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US$)	**Argentina**		**Brasil**		**Colombia**		**Centroamérica**		**Total Segmentos**		**Eliminaciones y otros**		**Total General**	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Generación	**-**	**9**	**307**	**358**	**802**	**421**	**85**	**84**	**1.194**	**872**	**(66)**	**(44)**	**1.128**	**828**
Clientes Regulados	-	-	141	66	301	198	48	43	490	307	(21)	4	469	311
Clientes no Regulados	-	-	125	285	165	140	11	15	301	440	(3)	(8)	298	432
Ventas de Mercado Spot	-	9	41	7	336	83	26	26	403	125	(42)	(40)	361	85
Distribución	**512**	**269**	**1.338**	**1.350**	**395**	**270**	**-**	**-**	**2.245**	**1.889**	**11**	**9**	**2.256**	**1.898**
Residenciales	228	125	843	893	230	155	-	-	1.301	1.173	-	-	1.301	1.173
Comerciales	151	83	311	277	96	67	-	-	558	427	6	4	564	431
Industriales	102	56	68	66	42	28	-	-	212	150	5	5	217	155
Otros Consumidores	31	5	116	114	27	20	-	-	174	139	-	-	174	139
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(29)	(11)	(58)	(37)	-	-	(87)	(48)	55	35	(32)	(13)
Ingresos por Ventas de Energía	**512**	**278**	**1.616**	**1.697**	**1.139**	**654**	**85**	**84**	**3.352**	**2.713**	**-**	**-**	**3.352**	**2.713**
Variación en millones de US$ y %	**234**	**84,2%**	**(81)**	**(4,8%)**	**485**	**74,2%**	**1**	**1,2%**	**639**	**23,6%**	**-**	**-**	**639**	**23,6%**

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 2026 fue de una utilidad de **US$902 millones**, respecto a los **US$641 millones** de utilidad registrada al 30 de septiembre de 2025, lo que representa un aumento de **US$261 millones**. Esto se explica principalmente por el mayor EBITDA, efecto que fueron parcialmente compensados por mayores gastos financieros y un aumento en los gastos por impuestos.

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 2026 y 2025:

	Acumulado				Cifras Trimestrales			
ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos	**12.766**	**10.443**	**2.324**	**22,3%**	**4.614**	**3.654**	**960**	**26,3%**
Ingresos de actividades ordinarias	11.344	9.298	2.045	22,0%	4.141	3.278	863	26,3%
Otros ingresos de explotación	1.423	1.144	278	24,3%	473	376	97	25,7%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(7.494)**	**(6.101)**	**(1.393)**	**22,8%**	**(2.724)**	**(2.224)**	**(500)**	**22,5%**
Compras de energía	(5.042)	(4.085)	(956)	23,4%	(1.820)	(1.483)	(337)	22,7%
Consumo de combustible	(61)	(28)	(33)	115,2%	(37)	(7)	(29)	n.a.
Gastos de transporte	(1.064)	(911)	(153)	16,8%	(370)	(310)	(60)	19,3%
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.327)	(1.075)	(252)	23,4%	(497)	(424)	(73)	17,3%
Margen de Contribución	**5.272**	**4.342**	**930**	**21,4%**	**1.890**	**1.431**	**460**	**32,1%**
Gastos de personal	(461)	(415)	(46)	11,0%	(152)	(129)	(23)	17,8%
Otros gastos por naturaleza	(966)	(821)	(145)	17,7%	(320)	(272)	(48)	17,8%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**3.845**	**3.106**	**740**	**23,8%**	**1.417**	**1.029**	**388**	**37,7%**
Depreciación y amortización	(984)	(916)	(67)	7,4%	(331)	(316)	(15)	4,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(8)	6	(14)	(225,2%)	(7)	-	(7)	n.a.
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(143)	(245)	102	(41,5%)	7	(73)	80	(109,5%)
Resultado de Explotación (EBIT)	**2.711**	**1.951**	**760**	**39,0%**	**1.087**	**640**	**447**	**70,0%**
Resultado Financiero	**(700)**	**(574)**	**(126)**	**22,0%**	**(247)**	**(207)**	**(40)**	**19,4%**
Ingresos financieros	362	280	82	29,4%	114	89	25	28,1%
Gastos financieros	(1.211)	(963)	(249)	25,8%	(392)	(331)	(61)	18,5%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	190	127	63	49,4%	53	29	24	83,2%
Diferencia de cambio	(40)	(18)	(22)	124,5%	(22)	6	(28)	n.a.
Otros Resultados distintos de la operación	**2**	**(1)**	**3**	**(283,0%)**	-	-	**(1)**	**(138,7%)**
Otras Ganancias (pérdidas)	-	1	(1)	(69,5%)	-	-	(1)	(59,5%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	2	(2)	4	(191,4%)	-	-	-	n.a.
Resultado Antes de Impuestos	**2.013**	**1.376**	**638**	**46,3%**	**840**	**433**	**407**	**93,9%**
Impuesto sobre sociedades	**(690)**	**(446)**	(244)	54,8%	(271)	(133)	**(139)**	104,3%
Resultado después de impuestos	**1.324**	**930**	**393**	**42,3%**	**569**	**300**	**268**	**89,2%**
Resultado del Período	**1.324**	**930**	**393**	**42,3%**	**569**	**300**	**268**	**89,2%**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**902**	**641**	**261**	**40,6%**	**390**	**209**	**181**	**86,4%**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	422	289	133	46,0%	178	91	87	95,7%
Utilidad por acción US$ Operaciones Continuadas	**0,00879**	**0,00598**	**0,00281**	**47,1%**	**0,00382**	**0,00195**	**0,00187**	**95,9%**
Utilidad por acción US$ (*)	**0,00879**	**0,00598**	**0,00281**	**47,1%**	**0,00382**	**0,00195**	**0,00187**	**95,9%**

(*) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 102.593.668.822 y 107.279.889.530, respectivamente.

EBITDA

El **EBITDA** para las operaciones continuadas del período terminado al 30 de septiembre de 2026 ascendió a **US$3.845 millones**, lo que presenta un incremento de **US$740 millones**, equivalente a un **23,8%** respecto a los **US$3.106 millones** de igual periodo 2025. Este incremento se explica principalmente por mejores resultados en el negocio de distribución en Brasil y Colombia, relacionados a una mayor indexación de tarifa, mayor energía distribuida y por la apreciación del real brasileño y el peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

El incremento del **EBITDA** durante el tercer trimestre de 2026 ascendió a **US$388 millones**, que se explica principalmente por mejores resultados en Colombia, relacionados a una mayor generación, y Brasil en distribución y transmisión.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones continuadas que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Acumulado				Cifras Trimestrales			
EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	**sept.-26**	**sept.-25**	**Variación**	**Var %**	**3T2026**	**3T2025**	**Variación**	**Var %**
Generación y Transmisión:								
Argentina	4	37	(33)	(90,4%)	1	9	(8)	(89,8%)
Brasil	1.164	966	198	20,5%	322	358	(36)	(10,2%)
Colombia	1.787	1.223	564	46,2%	809	429	380	88,7%
Centroamérica	244	253	(9)	(3,5%)	85	88	(3)	(3,8%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**3.199**	**2.478**	**721**	**29,1%**	**1.216**	**885**	**332**	**37,5%**
Distribución:								
Argentina	1.404	1.134	270	23,8%	535	275	260	94,5%
Brasil	6.310	5.315	995	18,7%	2.140	1.978	162	8,2%
Colombia	2.041	1.629	412	25,3%	781	558	223	40,0%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**9.754**	**8.077**	**1.677**	**20,8%**	**3.457**	**2.812**	**645**	**22,9%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(187)	(113)	(74)	(65,6%)	(59)	(42)	(17)	41,3%
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**12.766**	**10.443**	**2.324**	**22,3%**	**4.614**	**3.654**	**960**	**26,3%**
Generación y Transmisión:								
Argentina	-	(3)	3	92,2%	-	(1)	1	(100,6%)
Brasil	(633)	(450)	(183)	(40,6%)	(145)	(168)	23	(13,6%)
Colombia	(604)	(507)	(98)	(19,3%)	(245)	(173)	(72)	41,6%
Centroamérica	(76)	(73)	(3)	(4,0%)	(39)	(24)	(15)	64,9%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(1.313)**	**(1.033)**	**(281)**	**(27,2%)**	**(429)**	**(365)**	**(64)**	**17,5%**
Distribución:								
Argentina	(963)	(732)	(232)	(31,7%)	(389)	(222)	(167)	75,2%
Brasil	(4.267)	(3.607)	(660)	(18,3%)	(1.507)	(1.392)	(115)	8,3%
Colombia	(1.174)	(894)	(280)	(31,4%)	(478)	(302)	(176)	58,4%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(6.405)**	**(5.232)**	**(1.173)**	**(22,4%)**	**(2.373)**	**(1.915)**	**(458)**	**23,9%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	224	164	60	36,4%	78	56	22	39,5%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(7.494)**	**(6.101)**	**(1.393)**	**(22,8%)**	**(2.724)**	**(2.224)**	**(500)**	**22,5%**

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	Acumulado sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	Cifras Trimestrales 3T2026	3T2025	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(2)	(1)	(1)	90,6%	-	2	(2)	(107,3%)
Brasil	(14)	(14)	1	(4,8%)	(5)	(5)	1	(13,7%)
Colombia	(49)	(36)	(13)	35,0%	(17)	(12)	(5)	38,5%
Centroamérica	(9)	(10)	1	(9,6%)	(3)	(4)	1	(24,9%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(74)**	**(62)**	**(12)**	**19,4%**	**(25)**	**(20)**	**(5)**	**24,7%**
Distribución:								
Argentina	(129)	(121)	(8)	6,5%	(44)	(32)	(11)	34,7%
Brasil	(193)	(171)	(22)	13,0%	(60)	(59)	(1)	2,3%
Colombia	(33)	(29)	(4)	14,7%	(13)	(9)	(4)	44,5%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(355)**	**(320)**	**(34)**	**10,7%**	**(117)**	**(100)**	**(17)**	**16,5%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(33)	(33)	1	(1,5%)	(11)	(9)	(2)	18,1%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(461)**	**(415)**	**(46)**	**11,0%**	**(152)**	**(129)**	**(23)**	**17,8%**
Generación y Transmisión:								
Argentina	(2)	(5)	4	(72,3%)	-	(1)	1	(68,3%)
Brasil	(96)	(79)	(17)	20,8%	(27)	(27)	(1)	1,9%
Colombia	(54)	(40)	(14)	34,7%	(20)	(17)	(3)	18,5%
Centroamérica	(17)	(16)	(1)	3,6%	(5)	(7)	1	(20,1%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(169)**	**(141)**	**(27)**	**19,2%**	**(53)**	**(51)**	**(1)**	**2,7%**
Distribución:								
Argentina	(151)	(136)	(15)	11,0%	(55)	(27)	(27)	100,9%
Brasil	(466)	(359)	(107)	29,8%	(150)	(130)	(20)	15,3%
Colombia	(127)	(121)	(6)	4,8%	(46)	(37)	(9)	25,5%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(744)**	**(616)**	**(128)**	**20,7%**	**(251)**	**(194)**	**(57)**	**29,2%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(53)	(63)	10	(15,5%)	(16)	(26)	10	(37,5%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(966)**	**(821)**	**(145)**	**17,7%**	**(320)**	**(272)**	**(48)**	**17,8%**
Generación y Transmisión:								
Argentina	-	27	(27)	(100,0%)	-	9	(9)	(95,2%)
Brasil	421	422	-	(0,1%)	144	158	(13)	(8,5%)
Colombia	1.079	639	440	68,8%	527	227	300	132,3%
Centroamérica	143	154	(11)	(7,4%)	38	54	(16)	(30,3%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**1.643**	**1.242**	**401**	**32,3%**	**710**	**448**	**262**	**58,4%**
Distribución:								
Argentina	161	145	16	10,8%	48	(6)	54	n.a.
Brasil	1.384	1.179	206	17,4%	423	398	25	6,4%
Colombia	706	585	121	20,7%	244	211	34	15,9%
EBITDA Segmento de Distribución	**2.251**	**1.909**	**342**	**17,9%**	**715**	**602**	**113**	**18,8%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(49)	(45)	(4)	8,8%	(8)	(21)	13	(62,0%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**3.845**	**3.106**	**740**	**23,8%**	**1.417**	**1.029**	**388**	**37,7%**

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	4	37	(33)	(90,4%)	1	9	(8)	(89,8%)
Costos de explotación	-	(3)	3	(92,2%)	-	(1)	1	(100,6%)
Gastos de personal	(2)	(1)	(1)	90,6%	-	2	(2)	(107,3%)
Otros gastos por naturaleza	(2)	(5)	4	(72,3%)	-	(1)	1	(68,3%)
Total Segmento Generación Argentina	-	**27**	**(27)**	**(100,0%)**	-	**9**	**(9)**	**(95,2%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina no tuvo efectos significativos al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una disminución de **US$27 millones** respecto al período 2025, que se explican porque **Enel Generación Chocón** dejó de operar la concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Arroyito a contar del 9 de enero del presente.

En lo que respecta al tercer trimestre de **2026**, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina no tuvo efectos significativos, inferiores en **US$9 millones** a la cifra alcanzada en igual período año anterior, lo que se explica por la situación antes comentada.

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.164	966	198	20,5%	322	358	(36)	(10,2%)
Costos de explotación	(633)	(450)	(183)	(40,6%)	(145)	(168)	23	13,6%
Gastos de personal	(14)	(14)	1	4,8%	(5)	(5)	1	13,7%
Otros gastos por naturaleza	(96)	(79)	(17)	(20,8%)	(27)	(27)	(1)	(1,9%)
Total Segmento Generación Brasil	**421**	**422**	**(1)**	**(0,1%)**	**144**	**158**	**(13)**	**(8,5%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US$421 millones** al 30 de septiembre de 2026, se mantienen practicamente en línea con los registrados el período 2025. Las principales variables que explican las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US$198 millones**, equivalentes a un **20,5%,** con respecto al período 2025. El incremento se explica principalmente por; **(i) US$120 millones** de efecto positivo por conversión de cifras dada la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense; y **(ii) US$69 millones** por mayores precios medios de venta.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US$183 millones,** o un **40,6%**, con respecto al período 2025. El incremento se explica, principalmente por; **(i) US$108 millones** de mayores costos de compras de energía, principalmente por mayor volumen; y **(ii) US$73 millones** de efecto negativo por conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se mantienen prácticamente en línea con los registrados el período 2025.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US$17 millones** principalmente por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al **EBITDA** del tercer trimestre de **2026** alcanzó los **US$144 millones**, lo que implica una disminución de **US$13 millones** respecto a los alcanzados en el mismo período de 2025. Las principales variables que inciden se explican por **US$71 millones** de menores ingresos en volúmenes de energía **(-2,1 TWh)** y menores precios medios de venta. Lo anterior fue parcialmente compensadopor; **(i) US$46 millones** por menores volúmenes de compra; y **(ii) US$7 millones** de efecto positivo en conversión de cifras por devaluación del real brasilero respecto al dólar estadounidense.

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.787	1.223	564	46,2%	809	429	380	88,7%
Costos de explotación	(604)	(507)	(98)	(19,3%)	(245)	(173)	(72)	(41,6%)
Gastos de personal	(49)	(36)	(13)	(35,0%)	(17)	(12)	(5)	(38,5%)
Otros gastos por naturaleza	(54)	(40)	(14)	(34,7%)	(20)	(17)	(3)	(18,5%)
Total Segmento Generación Colombia	**1.079**	**639**	**440**	**68,8%**	**527**	**227**	**300**	**132,3%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US$1.079 millones** durante el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de **US$440 millones** respecto al período de 2025. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** de **Enel Colombia Generación** aumentaron en **US$564 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, o un **46,2%** respecto a los ingresos reconocidos en el período 2025. Este aumento se explica principalmente por; **(i) US$301 millones** por mayores ventas físicas de energía eléctrica **(+0,7 TWh)**; y **(ii)** efecto positivo de **US$273 millones** en conversión de cifras, relacionado con la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$7 millones** por menores indemnizaciones por siniestros.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US$98 millones**, equivalentes al **19,3%**, y se explica principalmente por; **(i)** efecto negativo en conversión de cifras por **US$92 millones** por apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense; **(ii) US$ 15 millones** de mayor costo por generación a base de combustible; y **(iii) US$14 millones** por aumento en los volúmenes de energía comprada. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$23 millones** de menor costo de transporte.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US$13 millones** principalmente por mayores costos salariales por reajustes.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US$14 millones** básicamente por mayores costos debido a la entrada en vigor del impuesto al patrimonio en período 2026.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2026, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US$527 millones**, superando en **US$300 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período trimestre del período 2025. Este aumento se explica principalmente por: **(i) US$278 millones** de mayores ingresos volumen físico y mayores precios medios de venta en el mercado spot; **(ii) US$44 millones** de menores costos de transporte, y **(iii) US$42 millones** por efecto positivo de conversión de cifras producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$50 millones** producto de mayores compras de energía para cubrir la demanda debido a mayor generación respecto del mismo trimestre del período 2025; y **(ii) US$13 millones** de mayor costo por generación a base de combustible.

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US$)	Acumulado sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	Cifras Trimestrales 3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	244	253	(9)	(3,5%)	85	88	(3)	(3,8%)
Costos de explotación	(76)	(73)	(3)	(4,0%)	(39)	(24)	(15)	(64,9%)
Gastos de personal	(9)	(10)	1	9,6%	(3)	(4)	1	24,9%
Otros gastos por naturaleza	(17)	(16)	(1)	(3,6%)	(5)	(7)	1	20,1%
Total Segmento Generación Centroamérica	**143**	**154**	**(11)**	**(7,4%)**	**38**	**54**	**(16)**	**(30,3%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US$143 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una disminución de **US$11 millones** respecto al período 2025. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA,** se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US$9 millones** principalmente originados por menores volúmenes de ventas por **-0,2 TWh** respecto a 2025.

Los **costos de explotación** incrementaron en **US$3 millones**, explicados principalmente por menores costos en compra de energía en Panamá, por mejores condiciones hídricas respecto del período 2025.

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

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período 2025.

En el tercer trimestre de **2026**, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US$38 millones**, inferiores en **US$16 millones** a los registrados en mismo trimestre de período 2025, lo que se explica principalmente por mayores compras de energía por parte de **Enel Fortuna** en Panamá.

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.404	1.134	270	23,8%	535	275	260	94,5%
Costos de explotación	(963)	(732)	(232)	31,7%	(389)	(222)	(167)	75,2%
Gastos de personal	(129)	(121)	(8)	6,5%	(44)	(32)	(11)	34,7%
Otros gastos por naturaleza	(151)	(136)	(15)	11,0%	(55)	(27)	(27)	100,9%
Total Segmento Distribución Argentina	**161**	**145**	**16**	**10,8%**	**48**	**(6)**	**54**	**n.a.**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US$161 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de **US$16 millones** respecto al período 2025. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US$270 millones**, o un **23,8%,** respecto al período 2025, que se explican fundamentalmente por mayores ingresos por; **(i) US$463 millones** por diversos reajustes tarifarios aceptados por la autoridad regulatoria argentina, **(ii) US$30 millones** por entrada en vigor de convenio de suministro eléctrico en barrios populares de la Provincia de Buenos Aires, y **(iii) US$9 millones** por mayor venta física respecto a 2025 **(+0,1 TWh)**. Lo anterior fue compensado parcialmente por; **(i) US$150 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense, y **(ii) US$81 millones** de menor ingreso vinculados al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur resgistrado en 2025.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US$232 millones** fundamentalmente explicados por; **(i) US$285 millones** de mayores costos en compras de energía, principalmente por incremento en precio de compra; **(ii) US$28 millones** por mayores costos en volúmenes de compra física de energía, y **(iii) US$25 millones** por mayores costos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$107 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US$8 millones** respecto al período 2025, básicamente por; **US$33 millones** por incrementos salariales por efecto de la inflación y horas extraordinarias. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$14 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y **(ii) US$11 millones** de menores gastos de personal por aumento en capitalización de mano de obra en activos de inversión

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron en **US$15 millones** respecto al período 2025, básicamente **US$32 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables. Lo anterior fue parcialmente compensado por por **US$17 millones** por efecto positivo de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense

En lo que respecta al tercer trimestre de **2026**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto de **US$48 millones**, superiores en **US$54 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período 2025. Esta variación se explica principalmente por; **(i) US$222 millones** de mayores ingresos por ventas, principalmente por mejores precios medios de venta producto de reajustes tarifarios establecidos por el ente regulador; **(ii) US$16 millones** de efecto positivo por conversión de cifras producto de la apreciación del peso argentino frente al dolar estadounidense; y **(iii) US$5 millones** por entrada en vigor de convenio de suministro eléctrico en barrios populares de la Provincia de Buenos Aires. Lo anterior fue parcialmente fue compensado por; **(i) US$127 millones** de mayores costos en compra de energía por alza en los precios regulados; **(ii) US$20 millones** de mayores costos de servicios tercerizados por el alza en los precios producto de la inflación; **(iii) US$17 millones** de mayor volumen de compra de energía debido a la demanda; **(iv) US$12 millones** por incrementos salariales producto de la mayor inflación en Argentina; **(v) US$7 millones** por menores ingresos por menor volumen de venta física, **(vi) US$4 millones** de menor ingreso respecto al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur; y **(vii) US$3 millones** de mayores costos por transporte de electricidad.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept.-26	sept.-25	Var p.p.	sept.-26	sept.-25	Var
Edesur	19,4%	17,5%	1,9	2,75	2,76	(0,1%)
Total Segmento Distribución Argentina	**19,4%**	**17,5%**	**1,9**	**2,75**	**2,76**	**(0,1%)**

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	6.310	5.315	995	18,7%	2.140	1.978	162	8,2%
Costos de explotación	(4.267)	(3.607)	(660)	18,3%	(1.507)	(1.392)	(115)	8,3%
Gastos de personal	(193)	(171)	(22)	13,0%	(60)	(59)	(1)	2,3%
Otros gastos por naturaleza	(466)	(359)	(107)	29,8%	(150)	(130)	(20)	15,3%
Total Segmento Distribución Brasil	**1.384**	**1.179**	**206**	**17,4%**	**423**	**398**	**25**	**6,4%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US$1.384 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de **US$206 millones** respecto al período 2025. Las principales variables que explican esta variación en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** en el segmento de distribución de Brasil tuvieron un aumento de **US$995 millones** equivalente de un **18,7%** respecto a los ingresos registrados respecto a igual período 2025. Este aumento se explica principalmente por; **(i) US$556 millones** por efecto positivo de conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense; **(ii) US$380 millones** de incremento en el ingreso por construcción por aplicación de CINIIF 12; **(iii) US$184 millones** por mayores ingresos de precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación en Brasil; **(iv) US$112 millones** de mayores ingresos por actualización de activos financieros reconocidos de acuerdo a CINIIF 12; y **(v) US$52 millones** de mayores ingresos por volumen en la venta de energía;y **(vi) US$10 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$160 millones** de menores ingresos por encargos sectoriales; y **(ii) US$139 millones** por menores ajustes a activos y pasivos regulatorios.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US$660 millones**, o un **18,3%,** respecto al mismo período 2025, y se explican principalmente por; **(i) US$380 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; **(ii) US$376 millones** de efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense; y **(iii) US$43 millones** por mayores costos en volumen de compras de energía ocasionada por el aumento de los precios spot debido al empeoramiento de las condiciones hídricas en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$94 millones** de menores costos de transporte de energía; **(ii) US$23 millones** por menores compras de energía; y **(iii) US$21 millones** de menores costos por cortes y reconexiones de lineas eléctricas.

Los **gastos de personal** incrementaron en **US$22 millones** respecto al período 2025, principalmente por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** incrementaron **US$107 millones** con respecto al período 2025, principalmente por; **(i) US$45 millones** de mayores costos en servicios tercerizados; **(ii) US$34 millones** por efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasilero respecto al dolar estadounidense; **(iii) US$15 millones** de mayores costos mantenimiento y reparación en Enel Distribución Ceará; y **(iv) US$13 millones** de menores capitalizaciones en activos de inversión.

En lo que respecta al tercer trimestre de **2026**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US$423 millones**, superiores en **US$25 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2025. Esta variación se explica principalmente por **(i) US$18 millones** de mayores ingresos por multas y penalidades en la calidad del servicio **(ii) US$69 millones** por mayores ingresos por actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12; **(iii) US$55 millones** de menores costos por menores precios medios de compra de energía eléctrica; **(iv) US$54 millones** de mayores ingresos por volumen físico de energía eléctrica vendida; **(v) US$54 millones** de menores costos de transporte de energía eléctrica; y **(vi) US$19 millllones** por efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del real brasilero frente al dolar estadounidense. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$212 millllones** por menores ingresos por; **(A) US$218 millones** de producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil;compensado con **(B) US$6 millones** en mayores ingresos por encargos sectoriales; **(ii) US$9 millones** de mayores compensaciones al personal por mayor dotación; **(iii) US$7 millones** de mayores costos de servicios tercerizados; **(vi) US$5 millones** de mayores costos relacionados al uso compartido de postes; y **(v) US$5 millones** de menores capitalizaciones de materiales en activos de inversión.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept.-26	sept.-25	Var p.p.	sept.-26	sept.-25	Var %
Enel Distribución Rio	20,8%	20,7%	0,1	3,2	3,1	0,4%
Enel Distribución Ceará	17,5%	17,9%	(0,4)	4,4	4,3	2,0%
Enel Distribución Sao Paulo	11,2%	10,8%	0,4	8,8	8,6	1,8%
Total Segmento Distribución Brasil	**14,1%**	**13,8%**	**0,2**	**16,4**	**16,1**	**1,6%**

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos de explotación	2.041	1.629	412	25,3%	781	558	223	40,0%
Costos de explotación	(1.174)	(894)	(280)	31,4%	(478)	(302)	(176)	58,4%
Gastos de personal	(33)	(29)	(4)	14,7%	(13)	(9)	(4)	44,5%
Otros gastos por naturaleza	(127)	(121)	(6)	4,8%	(46)	(37)	(9)	25,5%
Total Segmento Distribución Colombia	**706**	**585**	**121**	**20,7%**	**244**	**211**	**34**	**15,9%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US$706 millones** durante 2026, lo que representa un incremento de **US$121 millones** respecto al período 2025. Las principales variables que explican este aumento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US$412 millones**, equivalente a un alza de un **25,3%**, y se explican principalmente por; **(i) US$312 millones** por efecto positivo en conversión de cifras, como consecuencia de la apreciación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(ii) US$55 millones** de mayores ingresos por precios medio de venta producto del reajuste de tarifas por inflación y mayores precios spot; y **(iii) US$47 millones** de mayores ingresos por volumen en la venta física de energía **(+0,4 TWh)**.

Los **costos de explotación** se incrementaron **US$280 millones,** o un **31,4%**, los que se explican principalmente por; **(i) US$179 millones** de efecto negativo por conversión de cifras originado por la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y **(ii) US$100 millones** de mayores costos debido al aumento en los precios medios de compras de energía.

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

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US$6 millones**, principalmente por; **(i) US$19 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras por la apreciación del peso colombiano respecto al dolar estadounidense, y **(ii) US$6 millones** por mayores costos en mantenimientos para la operación. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$22 millones** de menores gastos operativos relacionados a costos de servicios a terceros. costos de compra de materiales e insumos para la operación.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2026, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US$244 millones**, superiores en **US$34 millones** a la cifra alcanzada en el mismo período de 2025. Este incremento se explica principalmente por; **(i) US$80 millones** de mayores volúmenes de venta física; y **(ii) US$39 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la apreciación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre de 2025. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$84 millones** por un aumento en costos en los precios en compra de energía.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sept.-26	sept.-25	Var p.p.	sept.-26	sept.-25	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,6%	7,5%	0,1	4,13	4,03	2,5%
Total Segmento Distribución Colombia	**7,6%**	**7,5%**	**0,1**	**4,13**	**4,03**	**2,5%**

Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país de operaciones continuadas, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las subsidiarias del Grupo Enel Américas, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Acumulado
(en millones de US$)

SEGMENTO DE NEGOCIO	sept.-26			sept.-25		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	-	-	-	27	-	27
Brasil	421	(165)	256	422	(151)	271
Colombia	1.079	(113)	967	639	(63)	576
Centroamérica	143	(43)	100	154	(38)	116
Total Segmento de Generación y Transmisión	**1.643**	**(321)**	**1.322**	**1.242**	**(252)**	**990**
Distribución:						
Argentina	161	(203)	(43)	145	(160)	(15)
Brasil	1.384	(457)	927	1.179	(597)	581
Colombia	706	(145)	561	585	(116)	469
Total Segmento de Distribución	**2.251**	**(805)**	**1.446**	**1.909**	**(874)**	**1.035**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(49)	(8)	(57)	(45)	(29)	(74)
Total Consolidado Enel Américas	**3.845**	**(1.135)**	**2.711**	**3.106**	**(1.155)**	**1.951**

Cifras Trimestrales
(en millones de US$)

SEGMENTO DE NEGOCIO	3T2026			3T2025		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	-	-	-	9	-	9
Brasil	144	(53)	91	158	(48)	110
Colombia	527	(50)	477	227	(23)	204
Centroamérica	38	(14)	24	54	(13)	41
Total Segmento de Generación y Transmisión	**710**	**(118)**	**592**	**448**	**(84)**	**364**
Distribución:						
Argentina	48	(73)	(25)	(6)	(46)	(53)
Brasil	423	(69)	353	398	(207)	190
Colombia	244	(53)	191	211	(42)	169
Total Segmento de Distribución	**715**	**(195)**	**520**	**602**	**(295)**	**307**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8)	(18)	(26)	(21)	(11)	(32)
Total Consolidados Enel Américas	**1.417**	**(331)**	**1.087**	**1.029**	**(390)**	**640**

La depreciación, amortización y deterioro de las operaciones continuadas ascendieron a **US$1.135 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, disminuyendo en **US$20 millones** con respecto al período 2025.

La depreciación y amortización ascendieron a **US$984 millones** al 30 de septiembre de 2026, monto que es **US$67 millones** mayor al registrado durante 2025 y se explica principalmente por; **(i) US$24 millones** de incremento en la depreciación en las sociedades de distribución, principalmente en; **(a) Argentina** con **US$31 millones**; **(b) US$26 millones** en **Colombia**;compensados con **(c) Brasil** por **US$33 millones**; y **(ii) US$43 millones** de mayor depreciación en las empresas de generación en Brasil, Colombia y Centroamérica por entrada en operación de nuevos proyectos de fuentes renovables.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron **US$151 millones**, al 30 de septiembre de 2026, registrando una baja de **US$88 millones** respecto a 2025. Esta disminución se explica principalmente por; **(i) US$ 145 millones** por un menor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros, compuestas por: **(a)** disminución de **US$108 millones**, principalmente explicadas por actualizacion de parámetros y supuestos asociados a las cuentas por cobrar comerciales de las compañías de distribución en Brasil, **Enel Distribución Sao Paulo**, **Enel Distribución Rio** y **Enel Ceará**, principalmente aquellos relacionados con la pérdida dado el incumplimiento (LGD). La actualización incorporó información histórica más reciente sobre el comportamiento de recuperación de las carteras y las expectativas de recuperación de las mismas; **(b) US$36 millones** por menores pérdidas por reconocimiento de deterioro de activos financieros en **Enel X Brasil** por una mejor perspectiva de recuperación de sus cuentas por cobrar; compensado con **(c)** incrementos de **US$36 millones** por la aplicación de NIIF 9 por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada principalmente en las compañias de **Edesur**, y **Enel Colombia**. Lo anterior fue compensado parcialmente con **US$14 millones** de mayores pérdidas de deterioro de activos de larga vida de generación en **Enel Colombia** asociadas a un ajuste al deterioro al proyecto renovable de planta Windpeshi en año 2025.

En el tercer trimestre de 2026, **la depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US$331 millones**, disminuyendo en **US$59 millones** con respecto del cierre del mismo período del 2025.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US$331 millones** en el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2026, monto que es **US$15 millones** mayor al registrado en el mismo período del 2025; principalmente por **US$15** millones de mayor depreciación por por entrada en operación de nuevos proyectos de generación de fuentes renovables en Brasil y Colombia.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** en el tercer trimestre de 2026,registró una baja de **US$74 millones** respecto al mismo período de 2025. Esta variación se explica principalmente por una disminución de **US$82 millones** en pérdidas por deterioro en activos financieros, destacando; **US$107 millones** de menores pérdidas por deterioro de activos financieros brasileños en **Enel Distribución Sao Paulo**, **Enel Distribución Rio** y **Enel Ceará** debido a mejores perspectivas de recuperación de sus cuentas por cobrar; compensados parcialmente con **US$25 millones** de mayor pérdida en **Enel Colombia**, y **Edesur** por un empeoramiento en la determinación de la pérdida crediticia esperada, de acuerdo a las directrices de la **NIIF 9**.

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %	3T2026	3T2025	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	17	15	2	12,4%	5	8	(2)	(28,3%)
Brasil	290	195	96	49,1%	91	63	27	42,8%
Colombia	30	20	10	49,4%	11	6	5	80,6%
Centroamérica	4	3	1	29,0%	2	1	1	47,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	20	46	(26)	(56,2%)	5	11	(5)	(50,7%)
Total Ingresos Financieros	**362**	**280**	**82**	**29,4%**	**114**	**89**	**25**	**28,1%**
Gastos Financieros:								
Argentina	(160)	(137)	(23)	17,1%	(55)	(54)	(1)	1,5%
Brasil	(737)	(535)	(202)	37,8%	(218)	(187)	(31)	16,7%
Colombia	(282)	(254)	(28)	11,0%	(108)	(77)	(31)	39,9%
Centroamerica	(6)	(9)	3	(30,7%)	(2)	(3)	1	(27,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(26)	(28)	2	(7,8%)	(9)	(9)	1	(9,1%)
Total Gastos Financieros	**(1.211)**	**(963)**	**(249)**	**25,8%**	**(392)**	**(331)**	**(61)**	**18,5%**
Diferencias de cambio:								
Argentina	3	4	(1)	(35,3%)	1	4	(4)	(87,4%)
Brasil	(17)	(13)	(5)	35,6%	(13)	2	(15)	n.a.
Colombia	(3)	6	(8)	(148,0%)	(2)	-	(2)	n.a.
Centroamérica	3	(1)	4	n.a.	-	-	-	(87,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(26)	(14)	(12)	85,0%	(8)	(1)	(7)	n.a.
Total Diferencias de Cambio	**(40)**	**(18)**	**(22)**	**124,5%**	**(22)**	**6**	**(28)**	**n.a.**
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	**190**	**127**	**63**	**49,4%**	**53**	**29**	**24**	**83,2%**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(700)**	**(574)**	**(126)**	**22,0%**	**(247)**	**(207)**	**(40)**	**19,4%**
Otras ganancias (pérdidas):								
Colombia	-	1	(1)	(99,6%)	-	-	-	(99,2%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	-	**1**	**(1)**	**(69,5%)**	-	-	-	**(59,5%)**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	2	(1)	4	(337,7%)	-	-	-	n.a.
Colombia	-	(1)	2	(126,9%)	-	-	(1)	200,0%
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	**2**	**(3)**	**5**	**(195,7%)**	-	-	-	**n.a.**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**3**	**(2)**	**4**	**(266,7%)**	-	-	**(1)**	**(155,3%)**
Resultado Antes de Impuesto	**2.014**	**1.375**	**639**	**46,4%**	**840**	**433**	**407**	**93,9%**
Impuestos:								
Argentina	(2)	(10)	8	(78,9%)	16	22	(6)	(26,0%)
Brasil	(207)	(112)	(95)	84,3%	(80)	(47)	(34)	72,6%
Colombia	(444)	(274)	(169)	61,6%	(198)	(99)	(99)	100,4%
Centroamérica	(36)	(34)	(3)	8,2%	(9)	(10)	1	(11,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(1)	(15)	14	(93,2%)	-	1	(1)	(116,3%)
Total Impuesto sobre Sociedades	**(690)**	**(446)**	**(244)**	**54,8%**	**(271)**	**(133)**	**(139)**	**104,3%**
Resultado después de Impuestos	**1.324**	**930**	**394**	**42,4%**	**569**	**300**	**268**	**89,3%**
Resultado del Período	**1.324**	**930**	**394**	**42,4%**	**569**	**300**	**268**	**89,3%**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**902**	**641**	**261**	**40,6%**	**390**	**209**	**181**	**86,4%**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	422	289	133	46,0%	178	91	87	95,7%

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una **pérdida** de **US$700 millones** en período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una mayor pérdida de **US$126 millones** respecto a la registrada durante el período 2025. A continuación se presentan el detalle de su composición.

(a) Mayores **ingresos financieros** por **US$82 millones,** principalmente explicados por; **(i) US$105 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la mayor inflación registrada en dicho país respecto al 2025; y **(ii) US$5 millones** de mayores ingresos financieros por mayores cobros de intereses a clientes. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$20 millones** de menores actualizaciones de impuestos de compañías brasileñas; **(ii) US$9 millones** de menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; y **(iii) US$5 millones** por menores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar.

En el tercer trimestre de 2026 los ingresos financieros aumentaron en **US$25 millones** en comparación al periodo anterior. Lo que se explica principalmente por; **(i) US$46 millones** de mayor actualización de activos y pasivos regulatorios en Brasil, por la mayor inflación registrada en dicho país en el tercer trimestre respecto al periodo anterior; **(ii) US$15 millones** de mayores ingresos por actualizaciones de arrendamientos y cuentas por cobrar; y **(iii) US$9 millones** de mayores ingresos por actualizaciones de cuentas de efectivo y efectivo equivalente principalmente en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$21 millones** de menores ingresos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; **(ii) US$21 millones** de menores actualizaciones sobre impuestos de compañías brasileñas.

(b) Mayores **gastos financieros** por **US$249 millones** explicados principalmente por; **(i) US$205 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios, originados principalmente por el incremento de deuda en **Enel Colombia** y en **Brasil**; **(ii) US$81 millones** por mayor gasto en actualizaciones de activos y pasivos regulatorios en Brasil **(iii) US$15 millones** de mayor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la compañía en **Brasil**; **(iv) US$11 millones** por mayores intereses asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA**; y **(v) US$4 millones** de mayores gastos relacionados a multas.. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$27 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; **(ii) US$13 millones** de menores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil; **(iii) US$13 millones** de menores activaciones de gastos financieros en proyectos; **(iv) US$7 millones** de menor gasto incurrido por transacciones con compañías relacionadas que están fuera del perímetro de consolidación; y **(v) US$3 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS.

En el tercer trimestre los gastos financieros tuvieron un aumento de **US$61 milones** explicado principalmente por; **(i) US$73 millones** de mayores gastos financieros por préstamos bancarios principalmente en **Enel Colombia** y en **Brasil**; **(ii) US$30 millones** de gastos relacionados a multas; **(iii) US$27 millones** por mayor actualización de activos y pasivos regulatorios; **(iv) US$5 millones** de mayores gastos financieros asociados a las cuentas por pagar a **CAMMESA** en Argentina; **(v) US$5 millones** de mayores gastos financieros reconocidos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$41 millones** por menores actualizaciones de créditos fiscales PIS/COFINS; **(ii) US$12 millones** de menor gasto incurrido en obligaciones con el público por los bonos que mantiene la Compañía en Brasil; **(iii) US$12 millones** menores actualizaciones de arrendamientos **(iii) US$4 millones** de menores efectos en obligaciones por beneficios post empleo; y **(iv) US$2 millones** de menores activaciones de gastos financieros en proyectos.

(c) Los **resultados por reajustes** incrementan en **US$63 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 2026, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó un aumento de **US$24 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Pérdidas por **diferencias de cambio** evidencian un menor ingreso de **US$22 millones** al comparar con período 2025, debido principalmente a; **(i) US$61 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio en instrumentos derivados, y **(ii) US$19 millones** por mayor pérdida por reconocimiento por diferencias de cambio de **Enel Generación El Chocón,** las cuales incluyen el efecto de cuentas por pagar expuesta a un proceso de devaluación del peso argentino. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$44 millones** por mayor ingreso por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; y **(ii) US$13 millones** por mayor ingreso por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar y cuentas por pagar de carácter comercial con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación.

En el tercer trimestre de 2026, las **diferencias de cambio** generaron una pérdida por **US$28 millones**, respecto a igual período del 2025 explicada principalmente por; **(i) US$22 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio por actualización de cuentas por cobrar y cuentas por pagar de carácter comercial con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; **(ii) US$16 millones** en **Enel Américas**, por diferencia de cambio negativa asociada a dividendos de subsidiarias extranjeras y sobre efectivo y equivalentes de efectivo; **(iii) US$9 millones** por mayor pérdida por diferencia de cambio en instrumentos derivados; y **(iv) US$9 millones** por menor de diferencias de cambio en **Enel Generación El Chocón**. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por **US$28 millones** por mayor utilidad por diferencia de cambio por actualización de cuentas por pagar comerciales con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación:; y.

Impuesto a las ganancias sobre Sociedades:

El **impuesto a las ganancias** sobre sociedades alcanzó los **US$690 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un mayor gasto impositivo de **US$244 millones** respecto del período 2025. Esta variación se explica principalmente por; **(i) US$172 millones** de mayores impuestos por el aumento de resultados en las sociedades de Colombia; **(ii)** mayores impuestos por **US$95 millones** por mayores resultados en Brasil; y **(iii)** mayores impuestos por **US$14 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por; **(a) US$43 millones** de mayores impuestos por mejores resultados y reconocimientos de efectos de la hiperinflación; y **(b)** menores impuestos por **US$28 millones** debido al menor ingreso correspondiente al acta de acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones registrado en 2025. Todo lo anterior fue compensado parcialmente por; **(i) US$18 millones** por menores impuestos en **Enel Generación El Chocón**, asociado a actualizaciones de activos netos por hiperinflación; **(ii)** menores impuestos diferidos de **US$14 millones** correspondientes, principalmente **US$16 millones** por menor impuesto por asociados a dividendos recibidos de subsidiarias; y **(iii) US$4 millones** por menores impuestos en **Enel Argentina** e **Hidroinvest**.

El **impuesto a las ganancias** en el tercer trimestre de 2026 tuvo un mayor gasto de **US$139 millones** respecto al mismo período del 2025 el cual se explica principalmente por **US$143 millones** de mayores impuestos por mayores resultados en las sociedades de **(a)** Colombia por **US$98 millones**; **(b) US$17 millones** de mayor impuesto de compañias brasileñas; y **(c)** mayores impuestos por **US$ 11 millones** en **Edesur**, explicado fundamentalmente por efecto de la inflación.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US$)	sept.-26	dic.-25	Variación	Var %
Activos Corrientes	7.153	6.696	457	6,8%
Activos No Corrientes	31.330	28.175	3.155	11,2%
Total Activos	**38.483**	**34.871**	**3.612**	**10,4%**

El total de activos de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026 aumentaron en **US$3.612 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2025, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un aumento de **US$457 millones**, equivalente a un **6,8%**, principalmente explicado por:
  - La disminución del **efectivo y efectivo equivalente** por **US$655 millones**, compuesto principalmente por **US$515 millones** por pagos relacionados al proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas.**
  - Incremento en **deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US$884 millones**, que se explica principalmente por; **(i) US$304 millones** efecto positivo de conversión por producto de la apreciación experimentada por el real brasilero, y peso colombiano con respecto al dólar estadounidense al comparar el período anterior; y **(ii) US$580 millones** aumento por volumen y precios medios de venta.
- Aumento de los **Activos no Corrientes** por **US$3.155 millones**, equivalente a un **11,2%** principalmente por:
  - Incremento de **otros activos financieros no corrientes** por **US$1.304 millones**, principalmente explicado por: **(i) US$653 millones**, debido al efecto positivo en conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense al comparar con 2025: **(ii) US$648 millones** por mayores activos financieros generados por la aplicación de CINIIF 12 a las nuevas inversiones en las sociedades de distribución en Brasil; y **(iii) US$9 millones** por mayores activos financieros correspondientes a inversiones en sociedades en Argentina.
  - Incremento de **propiedades, plantas y equipos** por **US$1.649 millones** compuesto principalmente por; **(i)** aumento por reconocimiento de nuevas incorporaciones por **US$604 millones,** fundamentalmente en el negocio de generación en Brasil y Colombia, además de líneas de distribución en **Edesur**; **(ii)** incremento por **US$1.054 millones** relacionados con el efecto de conversión; **(iii)** disminución por depreciación del período por **US$508 millones**; **(iv)** mayor variación por inflación de nuestras subsidiarias argentinas por **US$535 millones**.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US$)	sept.-26	dic.-25	Variación	Var %
Pasivo Corriente	8.483	7.738	745	9,6%
Pasivo No Corriente	9.530	8.557	973	11,4%
Patrimonio Total	20.470	18.576	1.894	10,2%
Atribuible a los propietarios de la controladora	17.603	16.023	1.580	9,9%
Participaciones no controladoras	2.867	2.553	314	12,3%
Total Patrimonio y Pasivos	**38.483**	**34.871**	**3.612**	**10,4%**

El total de **pasivos y patrimonio** de Enel Américas, al al 30 de septiembre de 2026 aumentaron en **US$3.612 millones** respecto de 31 de diciembre de 2025, principalmente como consecuencia de:

- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en **US$745 millones**, equivalentes a un **9,6%** explicado principalmente por:
  - Aumento de **otros pasivos financieros corrientes** por **US$371 millones** principalmente por obligaciones bancarias por obtención de préstamos y obligaciones con el público y traspasos de estos desde el largo plazo.
  - Aumento de **cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US$441 millones**, explicado principalmente por; **(i) US$195 millones** de incremento en dividendos por pagar a terceros; **(ii) US$141 millones** de mayores pasivos regulatorios en sociedades de distribución en Brasil; **(iii) US$128 millones** de aumento de cuentas por pagar por subsidios de "baja renta".
  - Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US$197 millones**, principalmente por disminución en dividendos por pagar a la matriz **Enel S.p.A.**
- Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **US$973 millones**, equivalente a un **11,4%,** y se explica principalmente por:
  - Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes** (deuda financiera y derivados) por **US$828 millones**, fundamentalmente explicado por; **(i) US$417 millones** de obtención de deuda **US$256 millones** en Brasi y **US$162 millones** en Argentina; **(ii) US$220 millones** por apreciación del peso colombiano; y **(iii) US$194 millones** por apreciación del real brasilero.
- El **Patrimonio total** aumentó en **US$1.894 millones**, explicado por:
  - El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US$1.580 millones** principalmente por; **(i) US$902 millones** de aumento por la utilidad del período**; (ii) US$515 millones** de disminución correspondiente al programa de adquisición de acciones de propia emisión; **y (iii) US$1.165 millones** de aumento de otras reservas, principalmente por; **(a) US$924 millones** de mayores diferencias de conversión positivas; y **(b) US$239 millones** por reservas positivas, en aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina.
  - Las **participaciones no controladoras** aumentaron en **US$314 millones** y se explican principalmente por; **(i) US$335 millones** de disminución por declaración de dividendos; **(ii) US$144 millones** de aumento de otras reservas varias explicado por la inflación en Argentina; **(iii) US$84 millones** de aumento de otros resultados integrales por el reconocimiento de diferencias de conversión; y **(iv) US$422 millones** por aumento por la utilidad del período.

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	sept.-26	dic.-25	sept.-25	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente **(1)**	Veces	0,84	0,87	-	(0,02)	(2,6%)
	Razón Ácida **(2)**	Veces	0,76	0,80	-	(0,04)	(3,9%)
	Capital de Trabajo	MMUS$	(1.331)	(1.041)	-	(290)	27,9%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento **(3)**	Veces	0,88	0,88	-	0,00	0,3%
	Deuda Corto Plazo **(4)**	%	47,1%	47,5%	-	(0,4) p.p.	-
	Deuda Largo Plazo **(5)**	%	52,9%	52,5%	-	0,4 p.p.	-
	Cobertura Costos Financieros **(6)**	Veces	3,62	-	3,64	(0,02)	(0,5%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	21,2%	-	18,7%	2,6 p.p.	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) **(7)**	%	7,3%	-	5,1%	2,2 p.p.	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) **(8)**	%	4,7%	-	3,2%	1,6 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 2026 y al 30 de septiembre de 2025, con (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 al 30 de septiembre de 2026 y al 30 de septiembre de 2025, con (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2026 alcanzó **0,84 veces**, inferior en un **2,6%** respecto al indicador al 30 de septiembre de 2025, principalmente explicado por una mayor deuda neta y un incremento en las cuentas por pagar comerciales respecto a diciembre de 2025.

- La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2026 alcanzó **0,76 veces**, inferior en un **3,9%** respecto al indicador al 30 de septiembre de 2025, explicado principalmente por las mismas razones antes indicadas.

- El **capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2026 asciende a **US$1.331 millones** negativo lo que representa una disminución de **US$290 millones** respecto a diciembre de 2025, también explicado por mayor deuda financiera neta y un incremente en cuentas por pagar comerciales y otras por pagar.

- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **0,88 veces** superior en un **0,3%** al valor presentado al 31 de diciembre de 2025. Dicha variación se origina principalente por un mayor patrimonio originado en el reconocimiento de utilidades por **US$1.324 millones** y mayores diferencias de conversión positivas por **US$924 millones**, durante el período terminado al 30 de septiembre de 2026.

- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 30 de septiembre de 2026 fue de **3,62 veces**, lo cual representa una disminución de **0,5%** comparado con el mismo período de 2025, principalmente a un incremento del EBITDA por mayores resultados en los negocios de distribución y generación en Brasil y Colombia.

- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó una razón de **7,3%** al 30 de septiembre de 2026, lo que se compara con una rentabilidad positiva de **5,1%** registrado en el mismo período de 2025. Este aumento se explica principalmente por los mejores resultados obtenidos en Brasil y Colombia durante el período terminado al 30 de septiembre de 2026.

- La **rentabilidad de los activos** fue de un **4,7%** al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de **1,6 p.p.** respecto al **3,2%** presentado comparando el período de 2025. Este incremento también se explica principalmente por los mejores resultados obtenidos en Brasil y Colombia durante el período terminado al 30 de septiembre de 2026.

Principales flujos de efectivo:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US$)	sept.-26	sept.-25	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.154	1.235	919	74,4%
Flujo de Inversión	(1.868)	(1.908)	40	(2,1%)
Flujo de Financiamiento	(1.055)	(1.323)	268	(20,3%)
Flujo neto del período	**(769)**	**(1.996)**	**1.227**	**(61,5%)**

El flujo de efectivo neto del período fue un monto negativo de **US$769 millones** por el período terminado al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de **US$1.227 millones** respecto al mismo período de 2025, principalmente como consecuencia de:

- Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US$2.154 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026, representando un aumento de un **74,4%**, equivalentes a **US$919 millones** con respecto al mismo período 2025. La variacion neta en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por; **(i) US$3.832 millones** de mayores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios; **(ii) US$408 millones** de menores pagos en impuestos; **(iii) US$348 millones** de menores pagos a y por cuenta de los empleados; **(iv) US$51 millones** de mayores cobros de otras actividades de la operación; y **(v) US$5 millones** de mayores cobros de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias.

  Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$2.844 millones** de mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; **(ii) US$788 millones** mayores pagos por otras actividades de operación; y **(iii) US$94 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$40 millones** al 30 de septiembre de 2026, al compararlo con el mismo período del 2025, que se explica principalmente por; **(i) US$738 millones** por mayores cobros en la venta de de inversiones a más de 90 días; **(ii) US$470 millones** correspondiente un depósito de uso restringido, destinado al pago oportuno de las obligaciones legales originadas en el proceso de adquisición de acciones de propia emisión de **Enel Américas** en 2025; y **(iii) US$41 millones** de mayores cobros relacionados a instrumentos derivados.

  Todo anterior parcialmente compensado por efectos positivos originados por; **(i) US$835 millones** por mayores compras de inversiones a más de 90 días; **(ii) US$289 millones** por mayores compras de propiedad, planta y equipo, intangibles y otros activos de largo plazo; **(iii) US$56 millones** de mayores pagos relacionados a instrumentos derivados; **(iv) US$15 millones** de menores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo y **(v) US$10 millones** por menor interes obtenidos en inversiones.

- Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron un menor egreso de efectivo por **US$268 millones** en el período terminado al 30 de septiembre de 2026 comparado con el mismo período del 2025, originados principalmente por; **(i) US$935 millones** de mayores obtenciones de créditos bancarios y financiamiento con bonos; **(ii) US$423 millones** de menores pagos de dividendos; y **(iii) US$261 millones** de menores pagos de préstamos a empresas relacionadas.

  Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$569 millones** de mayores pagos por reembolsos de prestamos bancarios y obligaciones con el público; **(ii) US$515 millones** en mayores pagos del proceso de adquisición de acciones de propia emisión de Enel Américas; **(iii) US$135 millones** de mayores pagos de intereses **(iv) US$90 millones** de menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas; **(v) US$38 millones** de mayores pagos netos por otras actividades de financiamiento; y **(vi) US$6 millones** de mayores pagos por pasivos por arrendamientos.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para el período terminado al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos, y Activos Intangibles			Depreciaciones y amortizaciones		
EMPRESA	sept.-26	sept.-25	Var %	sept.-26	sept.-25	Var %
Enel Colombia Segmento de Generación	216	558	(61,3%)	88	66	33,3%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	1	0,0%	8	8	0,0%
EGP Volta Grande	1	-	n.a.	1	-	n.a.
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	460	329	39,8%	194	188	3,2%
Edesur S.A.	169	106	59,4%	150	118	27,1%
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	278	189	47,1%	95	127	(25,2%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	305	230	32,6%	86	97	(11,3%)
Enel Colombia Segmento de Distribución	334	-	n.a.	129	103	25,2%
Enel Generación Piura S.A.	4	-	n.a.	7	7	0,0%
Enel X Brasil	3	1	200,0%	5	5	0,0%
Enel Green Power Brasil	48	104	(53,8%)	179	159	12,6%
Enel Green Power Centroamérica	9	21	(57,1%)	42	38	10,5%
Total	**1.828**	**1.539**	**18,8%**	**984**	**916**	**7,4%**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

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 hidroeléctricadel Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez,el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo.

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

En relación con la línea de crédito bajo la ley del Estado de Nueva York, suscrita en septiembre de 2026 y con vencimiento en septiembre de 2028, 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 a 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, podrían 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.

Para ver mayores antecedentes de la política de gestión de riesgos, ver Nota 21 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

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

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionalesde Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026.