

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS ENEL AMÉRICAS Y SUBSIDIARIAS 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

Esta hoja se encuentra deliberadamente sin contenido

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIOS
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, MÉTODO DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	Nota	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.249.242	1.904.403
Otros activos financieros corrientes	7	219.047	158.958
Otros activos no financieros corrientes	8	514.352	488.443
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	9	4.236.648	3.352.854
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	18.692	17.558
Inventarios corrientes	11	665.538	536.483
Activos por impuestos corrientes	12	243.864	234.466
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**7.147.383**	**6.693.165**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	4.401	2.659
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**4.401**	**2.659**
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**7.151.784**	**6.695.824**
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	7.205.339	5.900.857
Otros activos no financieros no corrientes	8	2.101.629	1.969.060
Cuentas por cobrar no corrientes	9	329.872	378.594
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	2	2
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	5.646	5.202
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	3.174.359	3.095.513
Plusvalía	15	1.302.309	1.225.440
Propiedades, planta y equipo	16	16.263.267	14.614.246
Propiedad de inversión		7.488	7.069
Activos por derecho de uso	17	319.763	344.259
Activos por impuestos diferidos	18	620.736	635.015
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**31.330.410**	**28.175.257**
TOTAL ACTIVOS		**38.482.194**	**34.871.081**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2026 (no auditado) y 31 de diciembre de 2025

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19	2.617.814	2.247.210
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	78.236	72.999
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	4.503.044	4.061.952
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	479.248	675.916
Otras provisiones corrientes	24	225.042	214.521
Pasivos por impuestos corrientes	12	264.154	137.331
Otros pasivos no financieros corrientes	8	314.891	327.105
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**8.482.429**	**7.737.034**
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	5.403.633	4.575.561
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	279.486	289.773
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	1.602.766	1.524.090
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	19.545	23.745
Otras provisiones no corrientes	24	872.724	765.214
Pasivo por impuestos diferidos	18	864.620	755.283
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	388.281	395.925
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	98.695	227.742
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**9.529.750**	**8.557.333**
TOTAL PASIVOS		**18.012.179**	**16.294.367**
Patrimonio			
Capital emitido y pagado	26.1	15.327.283	15.799.227
Ganancias acumuladas		9.822.019	8.891.982
Acciones propias en cartera	26.2	(514.950)	(471.944)
Otras reservas	26.8	(7.031.479)	(8.195.793)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	*[Subtotal]*	**17.602.873**	**16.023.472**
Participaciones no controladoras	26.9	**2.867.142**	**2.553.242**
PATRIMONIO TOTAL		**20.470.015**	**18.576.714**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**38.482.194**	**34.871.081**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2026	2025	julio a septiembre 2026	julio a septiembre 2025
Ingresos de actividades ordinarias	27	11.343.714	9.298.394	4.141.237	3.278.443
Otros ingresos, por naturaleza	27	1.422.606	1.144.236	472.725	375.957
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	*[Subtotal]*	**12.766.320**	**10.442.630**	**4.613.962**	**3.654.400**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(7.494.027)	(6.100.659)	(2.723.844)	(2.223.898)
Margen de Contribución	*[Subtotal]*	**5.272.293**	**4.341.971**	**1.890.118**	**1.430.502**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		169.164	115.274	62.776	41.556
Gastos por beneficios a los empleados	29	(630.207)	(530.667)	(215.041)	(170.772)
Gasto por depreciación y amortización	30	(983.613)	(916.245)	(330.864)	(316.146)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(7.537)	6.020	(6.651)	(103)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	30	(143.381)	(244.939)	6.975	(73.467)
Otros gastos por naturaleza	31	(965.892)	(820.726)	(320.424)	(272.046)
Resultado de Explotación	*[Subtotal]*	**2.710.827**	**1.950.688**	**1.086.889**	**639.524**
Otras ganancias (pérdidas)	32	281	922	148	365
Ingresos financieros	33	361.999	279.699	114.322	89.249
Costos financieros	33	(1.211.221)	(962.526)	(392.120)	(330.778)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.963	(2.148)	(321)	82
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	(40.252)	(17.926)	(22.046)	5.861
Resultado por unidades de reajuste	33	189.861	127.121	53.162	29.021
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	*[Subtotal]*	**2.013.458**	**1.375.830**	**840.034**	**433.324**
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(689.695)	(445.516)	(271.486)	(132.881)
GANANCIA (PÉRDIDA)	*[Subtotal]*	**1.323.763**	**930.314**	**568.548**	**300.443**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		902.077	641.421	390.086	209.260
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.9	421.686	288.893	178.462	91.183
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.323.763**	**930.314**	**568.548**	**300.443**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica	US$ / acción	0,00879	0,00598	0,00382	0,00195
Ganancia (pérdida) por acción básica	**US$ / acción**	**0,00879**	**0,00598**	**0,00382**	**0,00195**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	102.593.669	107.279.890	101.421.475	107.279.890
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US$ / acción	0,00879	0,00598	0,00382	0,00195
Ganancias (pérdida) diluida por acción	**US$ / acción**	**0,00879**	**0,00598**	**0,00382**	**0,00195**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	102.593.669	107.279.890	101.421.475	107.279.890

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2026	2025	julio a septiembre 2026	julio a septiembre 2025
Ganancia (Pérdida)		1.323.763	930.314	568.548	300.443
Remedición (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	41.626	(61.322)	7.304	(10.512)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**41.626**	**(61.322)**	**7.304**	**(10.512)**
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	1.069.058	1.718.218	98.939	257.211
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(18.719)	(7.369)	5.043	(13.249)
Ajustes de reclasificación sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral		17.088	4.111	16	4.111
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	(474)	-	(8)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		2.027	(18.144)	(859)	(11.406)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		99	47	33	31
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**1.069.553**	**1.696.389**	**103.172**	**236.690**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	*[Subtotal]*	**1.111.179**	**1.635.067**	**110.476**	**226.178**
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(14.989)	22.036	(14)	466
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**(14.989)**	**22.036**	**(14)**	**466**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(10)	6.223	907	3.103
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		2.876	2.840	(1.789)	2.840
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**2.866**	**9.063**	**(882)**	**5.943**
Total Otro resultado integral		**1.099.056**	**1.666.166**	**109.580**	**232.587**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.422.819**	**2.596.480**	**678.128**	**533.030**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.857.230	2.236.124	449.023	439.216
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		565.589	360.356	229.105	93.814
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.422.819**	**2.596.480**	**678.128**	**533.030**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera (2)	Cambios en Otras Reservas								Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (5)	Total Patrimonio Neto
			Reservas por diferencias de cambio por conversión (3)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Otras reservas (4)				
Saldo inicial al 01.01.2025	**15.799.227**	**-**	**(7.251.790)**	**(4.852)**	**-**	**(2.888)**	**(3.242)**	**(7.262.772)**	**(2.490.892)**	**(9.753.664)**	**8.084.630**	**14.130.193**	**2.276.839**	**16.407.032**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.839)	(9.839)	(367)	(10.206)
Saldo inicial Reexpresado	**15.799.227**	**-**	**(7.251.790)**	**(4.852)**	**-**	**(2.888)**	**(3.242)**	**(7.262.772)**	**(2.490.892)**	**(9.753.664)**	**8.074.791**	**14.120.354**	**2.276.472**	**16.396.826**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	641.421	641.421	288.893	930.314
Otro resultado integral	-	-	1.640.497	(3.670)	(40.290)	(1.834)	-	1.594.703	-	1.594.703	-	1.594.703	71.463	1.666.166
Resultado integral	**-**	**-**	**1.640.497**	**(3.670)**	**(40.290)**	**(1.834)**	**-**	**1.594.703**	**-**	**1.594.703**	**641.421**	**2.236.124**	**360.356**	**2.596.480**
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(247.465)	(247.465)
Incremento (disminución) por transferencia y otros cambios	-	-	(18.251)	(552)	40.290	-	3.242	24.729	(274.893)	(250.164)	(40.290)	(290.454)	38.425	(252.029)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.622.246	(4.222)	-	(1.834)	3.242	1.619.432	(274.893)	1.344.539	601.131	1.945.670	151.316	2.096.986
Saldo final al 30.09.2025	**15.799.227**	**-**	**(5.629.544)**	**(9.074)**	**-**	**(4.722)**	**-**	**(5.643.340)**	**(2.765.785)**	**(8.409.125)**	**8.675.922**	**16.066.024**	**2.427.788**	**18.493.812**
Saldo inicial al 01.01.2026	**15.799.227**	**(471.944)**	**(5.962.128)**	**(9.607)**	**-**	**3.765**	**-**	**(5.967.970)**	**(2.227.823)**	**(8.195.793)**	**8.891.982**	**16.023.472**	**2.553.242**	**18.576.714**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	902.077	902.077	421.686	1.323.763
Otro resultado integral	-	-	925.777	2.513	27.960	(1.097)	-	955.153	-	955.153	-	955.153	143.903	1.099.056
Resultado integral	**-**	**-**	**925.777**	**2.513**	**27.960**	**(1.097)**	**-**	**955.153**	**-**	**955.153**	**902.077**	**1.857.230**	**565.589**	**2.422.819**
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(335.221)	(335.221)
Incremento (disminución) por transferencia y otros cambios	(471.944)	471.944	-	-	(27.960)	-	-	(27.960)	237.121	209.161	27.960	237.121	83.532	320.653
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(514.950)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(514.950)	-	(514.950)
Total de cambios en patrimonio	(471.944)	(43.006)	925.777	2.513	-	(1.097)	-	927.193	237.121	1.164.314	930.037	1.579.401	313.900	1.893.301
Saldo final al 30.09.2026	**15.327.283**	**(514.950)**	**(5.036.351)**	**(7.094)**	**-**	**2.668**	**-**	**(5.040.777)**	**(1.990.702)**	**(7.031.479)**	**9.822.019**	**17.602.873**	**2.867.142**	**20.470.015**

(1) Ver Nota 26.1

(2) Ver Nota 26.2

(3) Ver Nota 26.5

(4) Ver Nota 26.8

(5) Ver Nota 26.9

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		2026	2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		16.418.712	12.586.703
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		45.499	40.873
Otros cobros por actividades de operación		832.336	781.117
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(9.968.383)	(7.124.071)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(496.556)	(844.219)
Otros pagos por actividades de operación	6.c	(3.961.354)	(3.173.408)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		**2.870.254**	**2.266.995**
Impuestos a las ganancias pagados		(456.305)	(864.771)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(260.305)	(166.766)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**2.153.644**	**1.235.458**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.d	-	5.792
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		1.256.796	518.844
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(1.340.231)	(505.277)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		652	15.971
Compras de propiedades, planta y equipo		(798.764)	(765.948)
Compras de activos intangibles		(1.029.218)	(773.448)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(76.877)	(21.333)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		44.502	3.379
Dividendos recibidos		1.735	477
Intereses recibidos		73.810	84.211
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.e	(838)	(470.917)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.868.433)**	**(1.908.249)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio		657	-
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	26.2	(514.950)	-
Pagos por otras participaciones en el patrimonio		-	(495)
Total importes procedentes de préstamos	6.f	**2.458.840**	**1.523.496**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		816.551	686.992
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.642.289	836.504
Préstamos de entidades relacionadas	6.f	-	89.804
Reembolsos de préstamos	6.f	(1.943.645)	(1.374.380)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.f	(73.125)	(67.075)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.f	(7.448)	(268.832)
Dividendos pagados		(451.332)	(874.426)
Intereses pagados	6.f	(518.608)	(383.703)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.f	(5.417)	32.373
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(1.055.028)**	**(1.323.238)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(769.817)**	**(1.996.029)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		114.656	122.269
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(655.161)**	**(1.873.760)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	1.904.403	3.082.296
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	**1.249.242**	**1.208.536**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2026

1. Información general ... 12
2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios ... 13
2.1 Bases de preparación ... 13
2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables ... 13
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas ... 18
2.4 Sociedades subsidiarias ... 19
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación ... 19
2.5 Entidades asociadas ... 20
2.6 Acuerdos conjuntos ... 20
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio ... 21
2.8 Moneda Funcional ... 23
2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera ... 23
3. Políticas contables aplicadas ... 25
a) Propiedades, planta y equipo ... 25
b) Propiedad de inversión ... 27
c) Plusvalía ... 28
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía ... 28
d.1) Concesiones ... 28
d.2) Gastos de investigación y desarrollo ... 30
d.3) Costos incrementales de obtener un contrato ... 30
d.4) Otros activos intangibles ... 30
e) Deterioro del valor de los activos no financieros ... 30
f) Arrendamientos ... 33
f.1) Arrendatario ... 34
f.2) Arrendador ... 35
g) Instrumentos financieros ... 35
g.1) Activos financieros no derivados ... 35
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes ... 36
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros ... 36
g.4) Pasivos financieros excepto derivados ... 38
g.5) Derivados y operaciones de cobertura ... 38
g.6) Baja de activos y pasivos financieros ... 40
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros ... 40
g.8) Contratos de garantías financieras ... 40
h) Medición del valor razonable ... 41
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación ... 42
j) Inventarios ... 42
k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas ... 42
l) Acciones propias en cartera ... 44
m) Provisiones ... 44
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares ... 44
n) Conversión de saldos en moneda extranjera ... 45
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes ... 45
p) Impuesto a las ganancias ... 46
q) Reconocimiento de ingresos y gastos ... 47
r) Ganancia (pérdida) por acción ... 48
s) Dividendos ... 49
t) Gastos de emisión y colocación de acciones ... 49
u) Estado de flujos de efectivo ... 50
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico ... 51
4.1 Argentina ... 51
4.2 Brasil ... 53
4.3 Colombia ... 56
4.4 Costa Rica ... 57
4.5 Guatemala ... 58
4.6 Panamá ... 59
5. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas ... 61
6. Efectivo y equivalentes al efectivo ... 62
7. Otros activos financieros ... 65
8. Otros activos y pasivos no financieros ... 66
9. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar ... 68
10. Saldos y transacciones con partes relacionadas ... 71
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas ... 71
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas ... 71
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas ... 72
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: ... 73
d) Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas: ... 73
e) Transacciones significativas Enel Américas ... 73
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia ... 75
10.3 Personal clave de la gerencia ... 77
a) Remuneraciones y planes de incentivo al personal clave de la gerencia ... 78
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. ... 78
10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción ... 78
11. Inventarios ... 79
12. Activos y pasivos por impuestos ... 79
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación ... 80
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía ... 82
15. Plusvalía ... 85

16. Propiedades, planta y equipo 88
17. Activos por derecho de uso 91
18. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos....92
a) Impuesto a las ganancias 92
b) Impuestos diferidos 92
19. Otros pasivos financieros....96
a) Préstamos que devengan intereses. 96
b) Obligaciones con el Público No Garantizadas....99
c) Obligaciones con el Público Garantizadas 102
d) Otros aspectos....103
e) Flujos futuros de deuda no descontados....104
20. Pasivos por arrendamientos 105
20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos 106
20.2 Flujos futuros de deuda no descontados....108
21. Política de gestión de riesgos 109
22. Instrumentos financieros....113
22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. 113
22.2 Instrumentos derivados....114
22.3 Jerarquías del valor razonable 116
23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes 117
24. Provisiones....118
25. Obligaciones por beneficios post empleo 119
25.1 Aspectos generales: 119
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 120
25.3 Otras revelaciones:....122
26. Patrimonio 124
26.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones 124
26.2 Acciones propias en cartera....124
26.3 Programa de adquisición de acciones de propia emisión....124
26.4 Dividendos 125
26.5 Reservas por diferencias de cambio por conversión....126
26.6 Gestión del capital 126
26.7 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 126
26.8 Otras Reservas....127
26.9 Participaciones no controladoras. 129
27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos....130
28. Materias primas y consumibles utilizados 131
29. Gastos por beneficios a los empleados....131
30. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9 132
31. Otros gastos por naturaleza....133
32. Otras ganancias (pérdidas) 133
33. Resultado financiero....134
34. Información por segmento....136
34.1 Criterios de segmentación....136
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros....138
34.3 Países....141
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países....144
35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos....150
35.1 Garantías directas....150
35.2 Garantías Indirectas....151
35.3 Litigios y arbitrajes 152
35.4 Restricciones financieras 167
35.5 Otras informaciones 171
36. Dotación 181
37. Sanciones....181
38. Medio ambiente....184
39. Información financiera resumida de subsidiarias....185
40. Hechos posteriores....187
Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas....188
Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera....193
Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012....195
Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales....198
Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje 202
Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores....203

1. Información general

Enel Américas (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Roger de Flor 2725, Torre 2, Las Condes, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante "CMF") con el N° 0175, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 85,7%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 18.189 trabajadores al 30 de septiembre de 2026. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2026 fue de 17.246 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por ubicación geográfica, ver nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

(i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
(ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
(iii) las telecomunicaciones e informática, y
(iv) negocios de intermediación a través de Internet.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de octubre de 2026, han sido preparados de conformidad con NIC 34 Información Financiera Intermedia incorporada en las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (Normas de Contabilidad NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2026

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11): - *NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF* - *NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar* - *NIIF 9 Instrumentos Financieros* - *NIIF 10 Estados Financieros Consolidados* - *NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo*	1 de enero de 2026
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza	1 de enero de 2026

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros"

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a los requisitos de clasificación y medición de instrumentos financieros de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones responden a los comentarios de la "Revisión posterior a la implementación" de las Normas de Contabilidad de 2022 y aclaran los requisitos en áreas donde las partes interesadas han planteado inquietudes o donde han surgido nuevos problemas desde que se emitió la NIIF 9.

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

- liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico; y
- clasificación de los activos financieros, incluidos aquellos con características ASG (Ambiental, Social y Gobernanza).

El IASB también modificó los requisitos de divulgación relacionados con inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral y agregó requisitos de divulgación para instrumentos financieros con características contingentes que no se relacionan directamente con los riesgos y costos básicos de los préstamos.

Estas enmiendas entraron en vigor para los periodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026, de forma retroactiva.

La adopción de esta enmienda no generó impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11)

El 18 de julio de 2024, el IASB emitió modificaciones limitadas a las Normas de Contabilidad NIIF y a la guía que las acompaña como parte de su mantenimiento regular de los Estándares. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una Norma de Contabilidad, corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores o conflictos entre los requisitos de las Normas de Contabilidad.

Estas enmiendas incluyen aclaraciones, simplificaciones, correcciones y cambios destinados a mejorar la coherencia de las siguientes Normas:

- NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar
- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados
- NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Estas enmiendas entraron en vigor para los periodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026.

La adopción de esta enmienda no generó efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza"

El 18 de diciembre de 2024, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones tienen como propósito ayudar a las empresas a informar mejor en sus estados financieros sobre los efectos financieros de los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza, que a menudo se estructuran como acuerdos de compra de energía.

Los contratos de electricidad dependientes de la naturaleza ayudan a las empresas a asegurar su suministro de electricidad a partir de fuentes como la energía eólica y solar. La cantidad de electricidad generada en virtud de estos contratos puede variar en función de factores incontrolables, como las condiciones climáticas. Los requisitos contables actuales pueden no reflejar adecuadamente cómo estos contratos afectan el desempeño de una empresa.

Las modificaciones se refieren a los requisitos de uso propio y a los requisitos de contabilidad de cobertura, junto con las revelaciones relacionadas.

Estas enmiendas entraron en vigor para los periodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026.

La adopción de esta enmienda no generó impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2027 y siguientes

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones	1 de enero de 2027
Enmiendas a NIC 21: Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria	1 de enero de 2027
Enmienda a NIC 28: Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	1 de enero de 2027
NIIF 20: Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios	1 de enero de 2029

NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros"

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la transparencia y comparabilidad de la información sobre el desempeño financiero de las empresas, permitiendo así mejores decisiones de inversión. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIIF 18 introduce tres conjuntos de nuevos requerimientos para mejorar la presentación de información de las entidades sobre su desempeño financiero y brindar a los inversores una mejor base para analizar y comparar empresas:

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.
- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado de resultados, denominadas "medidas de desempeño definidas por la administración". Los nuevos requisitos mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.
- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

El nuevo estándar es aplicable para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 18 en los estados financieros consolidados del Grupo.

NIIF 19 “Subsidiarias sin Responsabilidad Pública - Revelaciones”

El 9 de mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 Subsidiarias sin responsabilidad pública: Revelaciones, cuyo objetivo es permitir a las subsidiarias elegibles optar por utilizar las Normas de Contabilidad NIIF con revelaciones reducidas. La nueva Norma busca reducir los costos de preparación de los estados financieros de las entidades subsidiarias, manteniendo la utilidad de la información para sus usuarios.

Las subsidiarias son elegibles para aplicar la NIIF 19 si no tienen responsabilidad pública y su matriz aplica las Normas de Contabilidad NIIF en sus estados financieros consolidados. Una subsidiaria no tiene responsabilidad pública si no tiene acciones o deuda cotizadas en una bolsa de valores y no posee activos en calidad de fiduciaria para un amplio grupo de personas externas. Las entidades que eligen aplicar la NIIF 19 todavía deben aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad puede optar por aplicar la NIIF 19 para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que Enel Américas no cumple con los criterios de elegibilidad.

Enmienda a NIC 21 “Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria”

El 13 de noviembre de 2025, el IASB emitió modificaciones a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de aclarar algunas situaciones respecto a la conversión de estados financieros de economías hiperinflacionarias.

Estas modificaciones establecen criterios de conversión de estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea de una economía no hiperinflacionaria a una moneda de presentación de economía hiperinflacionaria. También se aclara el método de conversión de entidades con monedas de presentación que dejan de ser de economía hiperinflacionaria y cuya moneda funcional sea de economía no hiperinflacionaria. Por último, establece un enfoque diferente cuando la moneda funcional y la moneda de presentación de una entidad son la moneda de una economía hiperinflacionaria y la entidad traduce los resultados y la situación financiera de una operación extranjera cuya moneda funcional es la de una economía no hiperinflacionaria.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los periodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

Enmienda a NIC 28 “Modificaciones a la Opción de Valor Razonable para Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”

El 26 de junio de 2026, el IASB emitió modificaciones a la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos, con el objetivo de aclarar (debido a la implementación de la NIIF 18) qué entidades pueden medir las inversiones utilizando el método del valor razonable, según lo establecido en la NIC 28.

Con esta enmienda, el IASB aclara que las “entidades similares, incluyendo los fondos de seguro ligados a inversiones" a las que se refierela NIC 28 (los cuales establecen qué entidades tienen la opción de medir una inversión en una asociada o un negocio conjunto al valor razonable con cambios en resultados, de conformidad con la NIIF 9

"Instrumentos Financieros"), incluyen a aquellas cuya actividad empresarial principal es invertir en tipos particulares de activos, tal como se describe en la NIIF 18.

El IASB decidió no extender la opción del valor razonable a todas las entidades, ya que las modificaciones anteriores son suficientes para abordar la diversidad identificada en la práctica y se habría necesitado más tiempo para recopilar información sobre los posibles efectos que un cambio más exhaustivo podría haber tenido en la aplicación general de la NIC 28, lo cual no habría sido posible a tiempo para la aplicación inicial de la NIIF 18.

Una entidad aplicará las enmiendas propuestas al aplicar la NIIF 18, que establece los requisitos de transición que permiten a las empresas elegibles (según se especifica en la NIC 28) cambiar su elección del método de participación al método del valor razonable con cambios en resultados en la aplicación inicial. La NIIF 18 entra en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

NIIF 20 "Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios"

El 27 de mayo de 2026, el IASB emitió la NIIF 20 Activos Regulatorios y Pasivos Regulatorios, cuyo objetivo es exigir que las entidades sujetas a un acuerdo regulatorio proporcionen información sobre sus activos, pasivos, ingresos y gastos regulatorios. Para ello, desarrolló un modelo contable que exige a las empresas sujetas a regulación de tarifas proporcionar información sobre sus derechos incrementales para añadir importes y sus obligaciones incrementales para deducir importes, al determinar las tarifas futuras que se cobrarán a los clientes por bienes o servicios ya suministrados.

El objetivo de la NIIF 20 es proporcionar información relevante que represente fielmente cómo los ingresos y gastos regulatorios afectan el desempeño financiero de una entidad y cómo los activos y pasivos regulatorios afectan su situación financiera.

Los activos regulatorios se definen en la NIIF 20 como derechos presentes exigibles para agregar un importe a las tarifas futuras. De manera similar, los pasivos regulatorios se definen como obligaciones presentes exigibles para deducir un importe de las tarifas futuras. Estos importes constituyen la compensación por bienes o servicios regulatorios ya suministrados, pero que aún no se han incluido en los ingresos de la entidad.

La entidad debe presentar sus ingresos o gastos regulatorios en el estado de resultados, y sus activos y pasivos regulatorios en el estado de situación financiera. Asimismo, debe revelar información adicional sobre los ingresos, gastos, activos y pasivos regulatorios.

La NIIF 20 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2029. Se permite su aplicación anticipada. Una entidad está obligada a aplicar la NIIF 20 a todos los activos regulatorios y a todos los pasivos regulatorios, ya sea de forma retrospectiva o utilizando un enfoque retrospectivo modificado que se explica en la norma.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 20 en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

La información incluida en los estados financieros consolidados intermedios se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 1 "Presentación de estados financieros" y el Documento de Práctica de las NIIF N°2 "Realización de juicios sobre materialidad o importancia relativa", y con base en las expectativas de los inversionistas.

Las áreas más importantes que han requerido un componente material de juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver nota 3.q).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 3.h y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver nota 3.p).

- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver nota 3.g.3 y 9.c).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver nota 3.f.1).

La estimaciones y juicios de la Administración se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, y se basan en experiencias previas y otros factores considerados razonables dadas las circunstancias. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si sólo involucran ese periodo. Si la revisión involucra tanto el periodo actual como el futuro, el cambio se reconoce en el periodo en el que se realiza la revisión y en los periodos futuros relacionados.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Américas", se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus subsidiarias.

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

2026

Sin variaciones.

2025

i. Con fecha 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. Posteriormente, con fecha 7 de julio de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. perfeccionó la venta del 100% de Wind Autogeneración S.A.S. a la sociedad Ecopetrol S.A.

ii. Con fecha 15 de abril de 2025 se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Generadora Solar Austral S.A., Generadora Solar El Puerto S.A. y Enel Renovable, siendo esta última la continuadora legal.

iii. Con fecha 1 de mayo de 2025 se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Generadora Montecristo S.A. y Generadora de Occidente Ltda., siendo esta última la continuadora legal.

iv. Durante los meses de julio y agosto de 2025 la subsidiaria Enel Distribución Ceará efectuó un proceso de aumento de capital, por tal efecto, Enel Brasil aumentó su participación en 2,54%.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Argentina	Peso argentino	-	33,20%	33,20%	-	33,20%	33,20%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

El detalle de la sociedad que clasifica como negocio conjunto es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

   Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

   Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

6. Cuando el Grupo pierde el control de una subsidiaria, cualquier inversión residual en la sociedad previamente controlada se vuelve a medir a su valor razonable en la fecha en que se pierde el control, registrando cualquier ganancia o pérdida resultante en el estado de resultado. Además, el Grupo contabiliza los montos anteriormente reconocidos en Otro resultado integral en relación con la subsidiaria sobre la cual se pierde el control, como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional de Enel Américas es el dólar estadounidense (US$), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares estadounidenses ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver nota 26.5).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se reexpresan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente. Los cambios en la inversión neta de la Sociedad en la subsidiaria que opera en una economía hiperinflacionaria, derivados de aplicación del método de reexpresión/conversión, se registran de la siguiente manera: (i) el efecto de reexpresión por inflación se reconoce directamente en el Patrimonio neto, en la cuenta "Otras reservas"; y (ii) el efecto de conversión se reconoce en Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión, dentro de los Estados de resultados integrales consolidados: Otro resultado integral.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo con los criterios establecidos en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo

efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, planta y equipo.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del periodo (ARS/US$), de acuerdo con lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los periodos reportados son:

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2025	31,55%
Desde enero a septiembre de 2025	21,97%
Desde enero a septiembre de 2026	23,64%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la nota 33.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

	al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2025
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso Argentino	1.517,00	1.442,96	1.455,00	1.250,90	1.185,70
Real Brasileño	5,18	5,15	5,50	5,58	5,64
Peso Chileno	972,60	906,74	907,13	950,43	956,14
Peso Colombiano	3.341,23	3.495,77	3.757,08	4.046,76	4.126,02
Sol Peruano	3,44	3,40	3,37	3,56	3,63

Nota: La moneda funcional de las subsidiarias en Centroamérica es el dólar estadounidense.

3. Políticas contables aplicadas

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los presentes estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

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. Adicionalmente, al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver nota 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver nota 16.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver nota 24).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en resultados como costo del periodo en que se incurren.

Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo con los criterios establecidos en la nota 3.f.1.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipo	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Planta y equipo:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y equipo de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Centrales Eólicas	16 – 35
Centrales Solares	16 – 40
Planta y equipo de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del periodo restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	61 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	Finalizado el 8 de enero de 2026
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	61 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	61 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	32 años	3 años
Generadora de Occidente Ltda. (Generación)	Guatemala	2003	50 años	27 años
Tecnoguat S.A. (Generación)	Guatemala	2002	50 años	25 años
Generadora Montecristo S.A. (Generación)	Guatemala	2006	50 años	30 años
Renovables de Guatemala S.A. (Generación)	Guatemala	2012	50 años	36 años
Enel Fortuna S.A. (Generación)	Panamá	1998	50 años	22 años
Enel Renovable (Generación - Solar)	Panamá	Entre 2014 y 2022	40 años	Entre 28 a 36 años

(*) El Contrato de Concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón (centrales Chocón y Arroyito) venció el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no preveía extensión del plazo de la concesión ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). Sin embargo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, el regulador realizó prorrogas periódicas del plazo de concesión, mediante las Resoluciones SE 574/2023, 815/2023, 2/2024, 33/2024 y 78/2024. Esta última resolución determinó que la concesionaria debería continuar a cargo del complejo

hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones hasta el 11 de agosto de 2024, plazo de prórroga máximo previsto en el contrato de concesión (doce meses desde la fecha de vencimiento del contrato). El 9 de agosto de 2024, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 718/2024, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón por un año adicional, esto es, hasta el 11 de agosto de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevó a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador. El 7 de agosto de 2025, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 564/2025, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico con fecha máxima 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.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipo, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, planta y equipo como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en nota 3.d.1).

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, 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 registro del deterioro en el resultado del periodo (ver nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2026 y 2025 no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra e) de esta nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla – a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera – cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver nota 8).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son principalmente las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	2 meses
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	1 año y 8 meses
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	1 año y 9 meses
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	31 años	21 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	5 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver notas 3.g.1 y 7).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta subsidiaria son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver notas 3.g.1 y 7).

Al final de cada periodo de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.(ii).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

d.3) Costos incrementales de obtener un contrato

El Grupo reconoce como activos intangibles los costos para obtener un contrato con un cliente solo si:

- Los costos son incrementales, es decir, son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato; y
- El Grupo espera recuperarlos, a través de reembolsos (recuperabilidad directa) o del margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, los costos capitalizados por el Grupo al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se relacionan fundamentalmente con costos para la adquisición de PPA de suministro y comisiones pagadas a agentes de venta, que cumplen los criterios de capitalización (ver nota 14).

Los activos reconocidos se amortizan de forma congruente con el patrón de transferencia al cliente de los bienes o servicios con los que se relacionan. El Grupo amortiza los activos reconocidos de forma lineal durante el periodo esperado de beneficio del contrato. Además, estos costos capitalizados se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida por deterioro en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda la cantidad recuperable.

d.4) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones al 31 de diciembre de 2025 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2025	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	2,0%	
Brasil	Real brasileño	3,2%	
Perú	Sol Peruano	2,8%	
Colombia	Peso colombiano	3,2%	
Costa Rica	Dólar estadounidense	2,3%	
Guatemala	Dólar estadounidense	3,8%	7,8%
Panamá	Dólar estadounidense	2,3%	

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2025 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2025	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	30,0%	
Brasil	Real brasileño	10,3%	31,9%
Perú	Sol Peruano	12,4%	
Colombia	Peso colombiano	11,8%	13,7%
Costa Rica	Dólar estadounidense	7,9%	9,7%
Guatemala	Dólar estadounidense	10,0%	10,2%
Panamá	Dólar estadounidense	9,2%	16,7%

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el periodo 2026, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2025 no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2026 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

(i) Enel Distribución Sao Paulo.

La Compañía ha venido efectuado un monitoreo particular del valor recuperable de los activos de larga vida relacionados con Enel Distribución Sao Paulo, en consideración a determinados eventos y circunstancias de naturaleza operacional, regulatoria y jurídica que vienen observándose y afectando a nuestra subsidiaria. Entre ellos, se incluyen eventos climáticos severos que afectaron su área de concesión, la intensificación de fiscalizaciones y procesos administrativos conducidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), así como determinadas cuestiones relacionadas con el proceso de prórroga de la concesión (ver más información en nota 35.5.b).

Al cierre del ejercicio 2025, el valor de uso asociado a la UGE Enel Distribución Sao Paulo fue determinado sobre la base de una ponderación de escenarios establecidos por la Compañía, con el fin de considerar la incertidumbre regulatoria y jurídica descrita anteriormente. Asimismo, se evaluó la sensibilidad del cálculo del valor recuperable frente a variaciones razonablemente posibles, tales como tasas de descuento, en la ponderación de las probabilidades atribuidas a diferentes escenarios de renovación de la concesión y en las condiciones regulatorias aplicables al contrato de concesión. Con base en los análisis realizados, la Compañía concluyó que el valor recuperable de esta UGE es superior a su respectivo valor contable.

Al 30 de septiembre de 2026, no se han puesto de manifiesto nuevos hechos y circunstancias que pudiesen afectar significativamente los supuestos y estimaciones considerados por la Compañía al cierre de 2025, y que por lo tanto pudiesen afectar la conclusión de la prueba de deterioro de la UGE Enel Distribución Sao Paulo. Los activos relacionados con esta concesión de distribución de electricidad incluyen principalmente activos financieros, activos intangibles, plusvalía y activos en construcción, los cuales presentaron un saldo de MUS$2.489.937, MUS$1.688.316, MUS$413.407 y MUS$371.446 al 30 de septiembre de 2026, respectivamente (MUS$2.014.258, MUS$1.645.526, MUS$390.274 y MUS$327.417 al 31 de diciembre de 2025, respectivamente).

Enel Américas continuará monitoreando la evolución de los aspectos regulatorios, operacionales y judiciales asociados a la concesión, incluyendo aquellos descritos en la nota 35.5.b), evaluando periódicamente la adecuación de los supuestos utilizados a la luz de la información disponible.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a

obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones especificas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver notas 3.i y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del periodo.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

> Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

  En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

> Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

    Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:
    PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar mediante un modelo estadístico que considera, entre otras variables, el comportamiento de pago normalizado de los clientes en cada cluster, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.
    LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva.
    EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

  - Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual,

la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.f.1.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.
  La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados,

son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- El grupo ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver nota 3.q).

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en nota 22.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver nota 2.5 y 2.6 respectivamente) se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo periodo sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;

- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero sobre las cuales la Sociedad tiene el derecho sustancial de diferir la liquidación durante al menos 12 meses al final del periodo sobre el que se informa, se clasifican como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

  Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver notas 2.3 y 27, y Anexo 3.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato con un cliente. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados (ver nota 3.d.3). Como solución práctica, los costos incrementales de obtener un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

s) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

4.1 Argentina

Descripción general y estructura de la industria

El sector eléctrico en Argentina se organiza en tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. Cada uno de estos componentes desempeña un papel clave para garantizar el suministro eficiente y seguro de electricidad a los clientes finales. El sistema interconectado del país, conocido como el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), cubre la mayor parte del territorio nacional, mientras que algunas regiones cuentan con sistemas eléctricos aislados. El marco regulatorio eléctrico argentino está definido por Ley N° 24.065, que define una segmentación vertical para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La Ley N° 24.065 estableció las bases para la creación del Ente Regulador de la Electricidad ("ENRE"), la creación del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), la fijación de precios spot y determinación de tarifas para los segmentos regulados del sector.

Generación

El segmento de generación en Argentina está compuesto por empresas propietarias de centrales generadoras eléctricas que venden energía, a un precio establecido por el regulador y potencia al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), gestionado por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), que coordina el despacho y el equilibrio oferta-demanda. La generación renovable ha ganado protagonismo gracias a políticas como la Ley N° 27.191, que fija metas para su participación en la matriz energética.

Transmisión

El sector de transmisión en Argentina es un servicio público monopólico operado por empresas con concesiones estatales. Una concesionaria gestiona instalaciones de alta tensión y ocho operan media y alta tensión, conectando generación, distribución y grandes clientes. Las empresas de transmisión están autorizadas a cobrar peajes por sus servicios.

Distribución

La distribución eléctrica en Argentina es un servicio público monopólico operado por empresas con concesiones estatales o provinciales, obligadas a suministrar electricidad a los clientes finales en su área de concesión. Principales distribuidoras como Edenor y Edesur están sujetas a estrictas normativas de calidad y compensación. Las tarifas son reguladas por el ENRE mediante la Revisión Tarifaria Integral (RTI), que define cuadros tarifarios, duración y ajustes.

Clientes

Los clientes con demandas superiores a 30 kW son "grandes usuarios" y pueden negociar contratos directamente con generadores o comercializadores. El resto de los clientes está sujeto a tarifas reguladas para garantizar accesibilidad. Las distribuidoras reciben una remuneración por el servicio, conocida como VAD (Valor Agregado de Distribución).

Principales autoridades reguladoras

- Subsecretaría de Eléctrica: dicta lineamientos políticos y regula el funcionamiento del mercado mayorista
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): controla que la actividad del sector eléctrico, en general, se ajuste a los principios de la Ley Marco, y en particular el cumplimiento de los contratos de concesión

- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA): participación de todos los agentes del mercado y aplica las normas dictadas por la SE que regulan el M.E.M. Realiza: el despacho Económico, la programación estacional de los precios y las transacciones económicas

Leyes del Sector Eléctrico

Marco legal - Normas que integran la Regulación:

- Ley Marco N° 24.065
- Decreto Reglamentario N° 1398/92
- Resoluciones de la SE sobre el MEM
- Resoluciones Reglamentarias del ENRE
- Contrato de Concesión
- Reglamento de Suministro

Normalización del Mercado Eléctrico

Con fecha 4 de julio de 2025, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) dictó el Decreto 450/2025, que aprueba las adecuaciones a las leyes No 15.336 y No 24.065, en el marco de las facultades delegadas al PEN por el artículo 162 de la Ley No 27.742 (Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos). Su objetivo principal es modernizar el marco regulatorio del sector eléctrico argentino para fomentar un mercado más competitivo, eficiente y transparente.

El día 21 de octubre de 2025, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 400/2025 por la cual aprueba las Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva, que entrarán en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2025. Se introducen mecanismos basados en señales de precios marginales, se descentraliza progresivamente la gestión de combustibles por parte de los generadores, y se promueve la contratación bilateral en el Mercado a Término. Además, se establece una categorización de la demanda, diferenciando entre grandes usuarios y demanda estacionalizada (residencial y comercial menor a 300 kW), y se define la "Generación Asignada" como aquella destinada prioritariamente a abastecer esta última. El objetivo general es avanzar hacia un mercado eléctrico más eficiente, con menor intervención estatal directa, mayor participación privada y precios que reflejen los costos reales del sistema. Además, establece que las distribuidoras deberán contratar al menos el 75% de su demanda correspondiente a usuarios menores a 300 kW, pudiendo éstas ofrecer también energía a clientes con demandas mayores a 300 kW que opten por no migrar al Mercado Eléctrico Mayorista.

Normalización de las tarifas reguladas

Durante el 2025 se concluyó el proceso iniciado en 2024 por el ENRE sobre los procesos de revisión de tarifas de Transportista de Energía Eléctrica, Transportistas Independientes y las distribuidoras de jurisdicción nacional (todas empresas reguladas por el Organismo Nacional).

Distribuidoras de Jurisdicción Nacional

- EDESUR S.A. - Resolución ENRE N° 303/2025
- EDENOR S.A.- Resolución ENRE N° 304/2025

Transportistas en Alta Tensión

- TRANSENER – Resolución ENRE 305/2025

4.2 Brasil

Descripción general y estructura de la industria

En el Mercado Eléctrico Brasileño existen cinco categorías de agentes locales: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y los clientes/consumidores. Los tres segmentos de negocio de la industria -generación, transmisión y distribución, deben operar de manera interconectada y coordinada para suministrar electricidad a los clientes finales a un costo mínimo y dentro de los estándares de calidad y seguridad requeridos por las normas y regulaciones de la industria.

El Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados

El sistema eléctrico brasileño está compuesto por dos partes principales: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. El SIN es una vasta y compleja red de generación y transmisión de energía eléctrica que cubre casi todo el territorio brasileño, interconectando las principales plantas de generación con centros de consumo en las diferentes regiones del país, permitiendo la distribución eficiente de la energía eléctrica. Alrededor del 98% de la carga total del país está integrada al SIN (80.757 MW medio de carga conectada y 247,9 GW de capacidad instalada de generación centralizada en 2025).

El SIN se alimenta de una combinación de fuentes de energía, predominantemente hidroeléctrica, pero también incluye generación térmica, eólica, solar y de biomasa. El Operador del Sistema Nacional (ONS) es responsable de coordinar y operar la red de transmisión, asegurando el equilibrio entre oferta y demanda. La interconexión interna permite que diferentes regiones del país compartan recursos energéticos, aumentando la resiliencia ante fallas y variaciones en la generación. Además, la operación coordinada permite optimizar la generación y despacho de energía, minimizando costos y maximizando la eficiencia.

Los Sistemas Aislados son redes eléctricas que no están conectadas al SIN y atienden principalmente a regiones remotas y de difícil acceso, como la Amazonía en la región norte del país. Estas zonas dependen de la generación local para su suministro eléctrico, cuya fuente es predominantemente termoeléctricas a diésel o gas natural.

Generación y Transmisión

La generación eléctrica opera en un mercado competitivo mediante contratos regulados con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía o mediante contratos en el ambiente libre con comercializadoras o clientes no regulados (libres) por medio de contratos bilaterales. Las diferencias entre la producción y las ventas se negocian en el mercado de corto plazo (CCEE – Camara de Comercialización de Energía) y son valorados al Precio de Liquidación por Diferencias (PLD). Se desarrolla bajo concesión para grandes proyectos hidroeléctricos y autorización para plantas eólicas, solares, termoeléctricas y PCH, con acceso a redes de transmisión y distribución. Existe también la generación distribuida, sistemas de generación con capacidad instalada de hasta 0,75 MW (en el caso de microgeneración), o entre 0,75 MW y 3 MW para fuentes no despachables y 5 MW para fuentes despachables (en el caso de Minigeneración) que permite inyectar excedentes en la red de distribución y obtener créditos para compensar el consumo.

La transmisión funciona como monopolio público/privado regulado mediante concesiones subastadas, con ingresos anuales fijos, definidos por ANEEL (RAP), independiente del flujo eléctrico, aplicable a activos superiores a 230 kV. Hay descuentos en los ingresos anuales en caso de indisponibilidad de los activos.

Distribución y Comercialización

En Brasil, el mercado eléctrico se divide en dos ambientes: Ambiente de Contratación Regulada (ACR), donde distribuidoras compran energía vía subastas para consumidores cautivos, y Ambiente de Contratación Libre (ACL), donde consumidores libres negocian directamente con generadores y comercializadores.

La distribución de electricidad es un servicio público prestado bajo régimen de monopolio por concesionarias o titulares de permisos responsables de áreas geográficas definidas y obligadas a comprar energía en el mercado regulado. El sistema incluye redes de alta tensión (mayor o igual a 69 kV y menor a 230 kV), media tensión (mayor o igual a 2,3 kV y menos de 69 kV) y baja tensión (menos de 2,3 kV).

Desde 1995 existe el consumidor libre, que puede elegir su proveedor. El mercado se ha abierto progresivamente y a partir de enero de 2024 todos los consumidores de la alta tensión son elegibles para el mercado libre. En 2025 el marcado libre alcanzó 85 mil unidades representando 43% del consumo Nacional total de energía eléctrica. La reciente ley nº15.269, de 25 de noviembre de 2025, de modernización del sector eléctrico permite el último tramo de consumidores, los de baja tensión, a acceder al mercado libre a través del proveedor minorista: a partir de noviembre/2027 a clientes comerciales e industriales, y a partir de noviembre 2028 a los residenciales.

Los comercializadores autorizados energía eléctrica negocian energía tanto en el mercado regulado bajo condiciones definidas en las subastas o directamente en mercado libre bajo condiciones bilaterales negociadas. En 2025 operaban alrededor de 500 empresas de comercialización en Brasil.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.ii).

Leyes del Sector Eléctrico

Actualizaciones

En 2025, el sector de electricidad fue impactado por varias normas e iniciativas regulatorias, siendo las más relevantes:

i) la Ley nº 15.235/2025, que reformuló la Tarifa Social de Electricidad con exención total de la tarifa para familias de bajos ingresos, con consumo hasta 80 kwh por mes y descuentos para comunidades rurales, indígenas y quilombolas. La ley también permitió la renegociación del Uso de Bienes Públicos (UBP), royaties pagados por las centrales hidroeléctricas, lo que permitirá recaudar recursos para reducir las tarifas para los consumidores regulados en las regiones Norte y Nordeste. Además, redistribuyó el costo de la energía de las centrales nucleares entre todos los consumidores (excepto los de bajos ingresos), que anteriormente solo pagaban los consumidores regulados.

ii) la Ley nº 15.269/2025, que reformuló el marco legal del sector eléctrico con establecimiento de cronograma de liberalización del mercado para clientes conectados a baja tensión (todavía necesitando reglamentación por ANEEL de los temas condicionantes), creación del proveedor de última instancia (SUI), previsión de regla de reembolso de los cortes de generación renovable pasados y futuro, posibilidad de renovación onerosa de concesiones de plantas hidroeléctricas por 30 años, fin del descuento de energía renovable para nuevos clientes libres, establecimiento de límite para algunos cargos sectoriales, nuevos criterios de autoconsumo, y regulación del almacenamiento de energía.

Remuneración y tarifas

Remuneración de los generadores

La remuneración de los generadores depende del tipo de contratación de su energía:

- Ambiente de Contratación Regulada (ACR): Participación en subastas reguladas donde ganan las ofertas más competitivas.
- Ambiente de Contratación Libre (ACL): Negociación libre de precios entre generadores y consumidores/comercializadores.
- Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot: Energía no contratada se vende al PLD, calculado según el Costo Marginal de Operación mediante modelos oficiales.

Tarifas de transmisión

La remuneración del servicio público de transmisión se regula bajo revenue cap, independiente del mercado. Los ingresos se determinan por: i) concesiones subastadas – menor valor ofertado en la subasta y; ii) por concesiones no subastadas (antiguas): revisión tarifaria cada cinco años.

Las tarifas son definidas por la ANEEL para (i) asegurar recursos suficientes para cubrir costos de transmisión, incluidas interconexiones internacionales, y (ii) aplicar señal localizada para cobrar más a los agentes que imponen mayor carga al sistema.

Tarifas de distribución

La remuneración del servicio público de distribución se basa en un régimen de price cap, con tres mecanismos de cambio tarifario: la Revisión Tarifaria Periódica (RTP), cada 4 o 5 años; el Reajuste Tarifario Anual (RTA); y la Revisión Tarifaria Extraordinaria, cuando hay que revisar el equilibrio económico financiero.

La tarifa se divide en Parcela A (costos no gestionables, transferidos íntegramente) y Parcela B (costos gestionables que remuneran inversiones y operación). El WACC, definido por ANEEL, determina la rentabilidad del capital, junto con la depreciación regulatoria de los activos. El mecanismo CVA compensa anualmente los descalces mensuales en los costos no gestionables de compra de energía, encargos y de la transmisión. Desde 2015, el sistema de Banderas Tarifarias aplica adicionales tarifarios por cobrar del consumidor cuando las condiciones de generación de electricidad debido a la hidrología no son buenas, lo que se refleja en un aumento del costo de generación.

En marzo de 2026 se aprobó el Reajuste Tarifario de Enel Distribución Rio, en abril de 2026 el Reajuste Tarifario de Enel Distribución Ceará, y en julio de 2026 el Reajuste Tarifario de Enel Distribución São Paulo.

		Variación media de ajuste	
Empresa	**Fecha de ajuste de tarifa**	**Alta tensión**	**Baja Tensión**
Enel Distribución Rio	Marzo de 2026	+19,94%	+14,23%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2026	+9,61%	+4,67%
Enel Distribución São Paulo	Julio de 2026	+ 15,00%	+ 8,97%

El 25 de agosto, la ANEEL aprobó las tarifas de Enel Distribución Ceará para incorporar los recursos de Uso del Bien Público ("UBP"), provenientes de la anticipación de pagos realizados por concesionarios de generación hidroeléctrica y destinados a los consumidores. La incorporación de estos recursos tiene un efecto reductor sobre las tarifas y, por lo tanto, modifica los índices de reajuste tarifario originalmente homologados en abril de 2026 y entraron en vigor el 26 de agosto del mismo año. Dado que los valores recibidos por la distribuidora son reconocidos en tarifa y trasladados a los

consumidores, no se espera impacto en el resultado de la Compañía, preservándose la naturaleza del mecanismo como instrumento de modicidad tarifaria.

4.3 Colombia

Descripción general y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Colombiano está conformado por cinco tipos de agentes: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes clientes. Las actividades de generación, transmisión y distribución operan de manera interconectada y coordinada para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales al menor costo posible y cumpliendo los estándares de calidad y seguridad establecidos.

El marco regulatorio del sector se fundamenta en las Leyes 142 y 143 de 1994, que definen los principios, políticas y mecanismos para la prestación, regulación, control y vigilancia del servicio público de electricidad, promoviendo un entorno de mercado competitivo y delimitando la intervención del Estado en las actividades del sector.

Generación y Transmisión

En Colombia, los negocios de generación eléctrica operan en libre competencia, con ventas al mercado mayorista (MEM) o mediante contratos bilaterales con grandes clientes. El negocio de transmisión es un monopolio regulado; las empresas que operan redes iguales o mayores a 220 kV conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN), deben garantizar acceso en igualdad de condiciones y reciben ingresos regulados por conexión y uso.

Distribución

La actividad de distribución es un monopolio natural de carácter regional, con una remuneración regulada por la CREG basada en criterios de eficiencia y calidad, cuyas tarifas se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente con el IPP, incluyendo el reconocimiento de inversiones aprobadas por el regulador. Por su parte, la actividad de comercialización se desarrolla en un entorno competitivo, permitiendo a las empresas, entre ellas Enel Colombia, suministrar energía tanto bajo el régimen regulado como mediante contratos a condiciones libremente pactadas.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es responsable de regular y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) vigila y controla a las empresas del sector; además, la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

Leyes del Sector Eléctrico

Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994)

Las subastas de contratos de largo plazo de FNCER se sustentan en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014 y la Ley 1955 de 2019, cuyo artículo 296 obliga a los comercializadores a adquirir entre el 8 % y el 10 % de esta energía; este marco fue actualizado mediante la Ley 2099 de 2021, que consolidó el desarrollo de energías renovables no convencionales e incorporó beneficios tributarios. Adicionalmente, la normativa sobre pasivos ambientales establece disposiciones para su gestión y la creación de instancias de coordinación a nivel nacional, bajo la rectoría del Ministerio de Ambiente.

4.4 Costa Rica

Descripción general y estructura de la industria

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado.

En Costa Rica, los agentes del mercado eléctrico incluyen generadoras, transmisoras, distribuidoras comercializadoras, grandes consumidores y agregadores. El ICE es un actor central, actuando como generador, transmisor y distribuidor en ciertas zonas, además de participar en transacciones regionales.

Generación y Comercialización

La generación y comercialización eléctrica es mixta, dominada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que produce la mayor parte, pero con una participación significativa de empresas privadas, cooperativas y empresas municipales (EPMs), que generan energía (a menudo renovable) y la venden al sistema nacional.

Transmisión

El servicio de transmisión es estatal. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es la empresa que administra el sistema nacional.

Distribución

La distribución eléctrica está mayormente a cargo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), propiedad del ICE, pero también participan empresas municipales y cooperativas.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) rector del subsector eléctrico, definiendo políticas públicas, priorizando la seguridad energética y supervisando la operación del sistema. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es quien regula y supervisa las tarifas y el cumplimiento de las normas del mercado eléctrico, armonizando la regulación con las políticas del MINAE. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es la empresa pública estatal, actor principal en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley N°449 de 1949 es la Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), un decreto ley fundamental que estableció la entidad encargada de proveer energía eléctrica a nivel nacional, construyendo plantas hidroeléctricas y redes de transmisión para satisfacer la demanda y fomentar el desarrollo del país.
- Ley N° 7200 de 1990, autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, permitiendo a empresas privadas y cooperativas producir energía eléctrica en centrales de capacidad limitada (no más de 50 MW) para integrarla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), promoviendo el desarrollo del sector eléctrico con fuentes renovables y fomentando la participación privada, bajo supervisión del ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) y regulaciones de ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos).
- Ley 7508 de 1995 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer) y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública.

- Ley 7593 del 2008 - Es la normativa que considera la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad como servicios públicos, otorga las facultades al regulador.
- Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.
- Ley 10086 de 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

4.5 Guatemala

Descripción general y estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Guatemalteco está conformado por seis tipos de agentes: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios. Las actividades de generación, transmisión y distribución operan de manera interconectada y coordinada para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales al menor costo posible y cumpliendo los estándares de calidad y seguridad establecidos. El marco regulatorio del sector se fundamenta en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) y sus reglamentos.

Generación y Comercialización

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía.

Transmisión y Distribución

La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función dictar la política energética, planes de expansión de la generación y la transmisión, aplicar la Ley general de electricidad (LGE); entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas; entre otras. El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el mercado mayorista mediante el cumplimiento del reglamento del AMM y sus normativas.

Leyes del Sector Eléctrico

• Decreto 93-96 – Ley General de Electricidad es la normativa que transformó el sector eléctrico, estableciendo un marco legal para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, buscando atraer inversiones, promover la competencia y garantizar el servicio a todos los sectores, superando las crisis de racionamiento anteriores y logrando una alta cobertura eléctrica

• Decreto 52-2003 – Ley de Incentivos para el Desarrollo de Energías Renovables: Fomenta proyectos de fuentes nuevas y renovables (hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa), el cual 0frece exenciones fiscales y certificados de reducción de emisiones para los proyectos, incentivando la inversión y diversificación.

4.6 Panamá

Descripción general y estructura de la industria

El mercado eléctrico panameño es un sistema liberalizado desde 1999, enfocado en la competencia en generación, mientras la transmisión y distribución son monopolios naturales regulados. También existe la figura de Grandes Clientes para los consumidores con una demanda igual o mayor a 100kW.

El fundamento legal principal del mercado eléctrico panameño es la Ley 6 de 1997, que establece el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, creando un mercado competitivo basado en la oferta y demanda, y promoviendo la inversión privada y la participación de nuevas tecnologías, regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), con reformas posteriores para impulsar fuentes renovables y la equidad social.

Generación

El servicio de generación de energía en Panamá se compone de un mercado liberalizado con varias empresas generadoras incluyendo tecnología hidro, eólica, solar, biomasa y térmicas (bunker, gas natural y diésel).

Transmisión

El servicio de transmisión es realizado por la Empresa de Transmisión, S. A. (ETESA), entidad 100% estatal. Además, ETESA funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el mercado de contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución.

Distribución

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto, es regulada y esta distribuida en tres zonas de concesión.

Principales autoridades reguladoras

La principal institución del sector eléctrico es la Secretaría Nacional de Energía (SNE) que define la política energética y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones. El Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la empresa estatal ETESA, funge como operador y administrador del mercado mayorista de electricidad.

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley 6 de 1997: Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, permitiendo la participación de capital privado y estableciendo las bases del mercado. Esta ley se encuentra reglamentada por el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 2004: Fomenta la generación hidroeléctrica y otras fuentes renovables con incentivos fiscales.
- Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006, que reorganiza la estructura y atribuciones del ente regulador de los servicios públicos y dicta otras disposiciones.
- Ley 44 de 2011 (modificada por Ley 18 de 2013): Crea incentivos para la construcción y explotación de centrales eólicas.
- Ley 37 de 2013 (modificada por Ley 38 de 2016): Establece el régimen de incentivos para la generación solar fotovoltaica.

5. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

La composición y movimientos de los activos no corrientes mantenidos para la venta durante el periodo terminado el 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS		al 01.01.2025	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2025	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Otros movimientos	al 30.09.2026
Activos corrientes totales	[Subtotal]	39.778	(43.336)	-	-	3.733	175	-	960	1.135
Activos no corrientes totales	[Subtotal]	206.218	(146.429)	6.533	(109.579)	45.741	2.484	2.309	(1.527)	3.266
TOTAL ACTIVOS		245.996	(189.765)	6.533	(109.579)	49.474	2.659	2.309	(567)	4.401

miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS		al 01.01.2025	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2025	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Otros movimientos	al 30.09.2026
Pasivos corrientes totales	[Subtotal]	82.580	(83.124)	-	-	544	-	-	-	-
Pasivos no corrientes totales	[Subtotal]	30.856	(29.204)	-	-	(1.652)	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS		113.436	(112.328)	-	-	(1.108)	-	-	-	-
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS		132.560	(77.437)	6.533	(109.579)	50.582	2.659	2.309	(567)	4.401

Al 30 de septiembre de 2026, los activos no corrientes mantenidos para la venta corresponden principalmente a terrenos de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A..

Al 1 de enero de 2025 los activos y pasivos mantenidos para la venta estaban compuestos, principalmente, con importes provenientes de Enel Generación Piura. Durante el segundo trimestre de 2025 y considerando nuevas circunstancias vinculadas a este proceso, la Compañía concluyó que dejaban de cumplirse las condiciones establecidas en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" (NIIF 5), para clasificar los activos y pasivos de dicha subsidiaria como disponibles para la venta y sus resultados como operaciones discontinuadas.

Como consecuencia de lo anterior, el estado de situación financiera consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2025 incluyó, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los activos no corrientes de Enel Generación Piura fueron valorados a su importe en libros antes de que fueran clasificados como mantenidos para la venta, ajustado por cualquier depreciación o amortización que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta. Esta medición implicó realizar un ajuste a los resultados acumulados de Enel Américas por un importe de MUS$ 9.839 al 31 de diciembre de 2025.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026 y 2025, también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura.

Enel Generación Piura, siguiendo las directrices establecidas en la NIIF 8 Segmentos operativos (NIIF 8), no representa un segmento de operación sobre el cual Enel Américas requiere presentar información por separado. Ver nota 34.

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Efectivo en caja	21	17
Saldos en bancos	832.115	1.273.949
Depósitos a corto plazo	336.684	596.557
Otros instrumentos de renta fija	80.422	33.880
Total	**1.249.242**	**1.904.403**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a inversiones con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Peso chileno	599	764
Peso argentino	13.796	16.628
Peso colombiano	507.293	207.686
Real brasileño	426.128	844.045
Sol peruano	14.670	21.493
Dólar estadounidense	286.752	813.774
Euro	4	13
Total	**1.249.242**	**1.904.403**

Para más detalles acerca del Estado de Flujos de Efectivo, ver a continuación:

c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) **(1)**	(2.016.342)	(1.681.347)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Crédito Fácil Codensa **(2)**	(439.096)	(326.916)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) **(3)**	(1.070.575)	(709.376)
Otros pagos varios de actividades de operación **(4)**	(435.341)	(455.769)
Total otros pagos por actividades de operación	**(3.961.354)**	**(3.173.408)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS$1.397.325 y MUS$1.155.348 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS$235.849 y MUS$168.647 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.

- COSIP: En Brasil, la Contribución para el Financiamiento del Servicio de Alumbrado Público, es un impuesto municipal cobrado en la cuenta de energía eléctrica para financiar el alumbrado público. Las distribuidoras actúan como recaudadoras. Los pagos por concepto de COSIP fueron MUS$326.566 y MUS$334.950 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó ciertos acuerdos con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Enel Colombia. En virtud de estos acuerdos, Enel Colombia administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Enel Colombia emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

d) La siguiente tabla presenta el detalle de "Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE (ver nota 13)	-	5.792
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	**-**	**5.792**

e) Otras salidas de efectivo clasificadas como actividades de inversión.

Al 30 de septiembre de 2025, corresponde a un depósito de uso restringido por MUS$470.917, destinado al pago oportuno de las obligaciones legales originadas en el proceso de adquisición de acciones de propia emisión efectuado en ese año (ver nota 26.2).

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2026	**2.261.390**	**4.591.181**	**362.772**	**(199.479)**	**7.015.864**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	1.642.289	816.551	-	10.112	2.468.952
	Utilizados	(1.962.427)	(4.200)	(73.120)	-	(2.039.747)
	Intereses Pagados	(448.259)	(63.412)	(6.937)	-	(518.608)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(768.397)**	**748.939**	**(80.057)**	**10.112**	**(89.403)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	(74.169)	(1.100)	9.920	7.234	(58.115)
	Diferencias de cambio	141.966	390.223	24.259	71.982	628.430
	Costos financieros (1)	648.722	36.525	30.690	(16.504)	699.433
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	11.137	-	11.137
	Otros cambios	330.101	(349.535)	(999)	-	(20.433)
	Saldo final al 30.09.2026	**2.539.613**	**5.416.233**	**357.722**	**(126.655)**	**8.186.913**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 10.1. b)	10.545	12.600	-	-	23.145
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 19.a)	2.493.951	5.363.625	-	-	7.857.576
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 22.2.a)	35.117	40.008	-	(126.655)	(51.530)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 20)	-	-	357.722	-	357.722
	Saldo final al 30.09.2026	**2.539.613**	**5.416.233**	**357.722**	**(126.655)**	**8.186.913**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
	Saldo inicial al 01.01.2025	**1.222.962**	**4.226.640**	**214.856**	**(247.072)**	**5.417.386**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	926.308	686.992	-	34.542	1.647.842
	Utilizados	(1.622.049)	(23.332)	(67.075)	-	(1.712.456)
	Intereses Pagados	(328.257)	(50.402)	(5.044)	-	(383.703)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(1.023.998)**	**613.258**	**(72.119)**	**34.542**	**(448.317)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	94.899	(190.801)	-	(4.452)	(100.354)
	Diferencias de cambio	219.952	427.730	34.998	73.315	755.995
	Costos financieros (1)	447.950	24.207	31.959	(57.511)	446.605
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	140.931	-	140.931
	Otros cambios	643.356	(508.325)	(1.621)	14.100	147.510
	Saldo final al 30.09.2025	**1.605.121**	**4.592.709**	**349.004**	**(187.078)**	**6.359.756**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	113.613	21.000	-	-	134.613
	Préstamos que devengan intereses	1.426.758	4.567.367	-	-	5.994.125
	Cobertura de flujos deuda	64.750	4.342	-	(187.078)	(117.986)
	Pasivos por arrendamientos	-	-	349.004	-	349.004
	Saldo final al 30.09.2025	**1.605.121**	**4.592.709**	**349.004**	**(187.078)**	**6.359.756**

(1) Corresponde al devengo de intereses.

7. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	3.747	59.282	1.156	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	190.421	14.704	57.616	48.599
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	6.677.750	5.394.680
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	24.484	18.468
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	15.958	14.618	321.295	305.166
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	3.680	66.265	123.038	133.941
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	5.241	4.089	-	-
Total	**219.047**	**158.958**	**7.205.339**	**5.900.857**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 30 de septiembre de 2026 son MUS$ 2.130.560 (MUS$ 1.775.115 al 31 de diciembre de 2025), MUS$ 2.026.175 (MUS$ 1.570.412 al 31 de diciembre de 2025), MUS$ 2.489.937 (MUS$ 2.014.258 al 31 de diciembre de 2025) y MUS$ 31.078 (MUS$ 34.895 al 31 de diciembre de 2025), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.

Para más información relacionada con el proceso de renovación de las concesiones de nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, ver nota 35.5.b.ii).

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, EGP Paranapanema y EGP Mourao, ver nota 3.d.1.

(4) Ver nota 22.2.a

(5) Ver nota 22.2.b

8. Otros activos y pasivos no financieros

a) La composición de otros activos no financieros al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	70.429	85.848	158.838	122.077
Pagos por anticipado en I & D por eficiencia energética Brasil	82.466	72.807	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	315.539	262.616
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	686.630	693.321
Impuesto por recuperar PIS/COFINS (2)	93.311	135.210	841.064	805.676
Gastos pagados por anticipado	81.664	20.399	-	-
Otros	186.482	174.179	99.558	85.370
Total	**514.352**	**488.443**	**2.101.629**	**1.969.060**

(1) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Pérdida por deterioro

Durante el ejercicio 2025, el Grupo realizó una evaluación de las expectativas de recuperación económica asociadas a ciertos importes registrados como Activos en Construcción CINIIF 12, relacionados con proyectos en ejecución clasificados como obras en curso. Esta evaluación resultó del seguimiento periódico de las condiciones económicas, regulatorias y operativas aplicables a los proyectos. Como resultado de este análisis, la Compañía identificó, para proyectos específicos y evaluados individualmente, una reducción sustancial en las expectativas de un retorno económico futuro, principalmente debido a cambios en el entorno regulatorio y a una mayor incertidumbre respecto al reconocimiento y momento de la recuperación de estas inversiones. Estos cambios comenzaron a estar evidentes a lo largo de 2025 y no estaban presentes ni eran medibles en años anteriores.

En vista de este escenario, la Administración ajustó los importes de determinados proyectos registrados como Activos en Construcción para reflejar de forma más adecuada la estimación actualizada de los beneficios económicos futuros esperados, teniendo en cuenta las condiciones actuales. El monto contabilizado al cierre del ejercicio 2025 como pérdida por deterioro ascendió a MBRL 274.840 (MUS$ 49.308).

(2) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha. La decisión fue publicada en el diario oficial el 9 de septiembre de 2021.

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará S.A. los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará S.A. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación

similar por el periodo enero 2015 en adelante. Por último, durante septiembre de 2021 Enel Distribución Río recibió la misma notificación, abarcando los derechos que surgen por el período de diciembre de 2003 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Río S.A. reconocieron activos por MUS$499.038 y MUS$435.337, respectivamente, al 30 de septiembre de 2026 (MUS$483.714, y MUS$457.172, respectivamente, al 31 de diciembre de 2025). Por su parte, Enel Distribución Ceará S.A. ha compensado totalmente el crédito.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. Por su parte, la transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías. Con fecha 25 de julio de 2025 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) publicó la resolución 2.023/2025, la cual estableció la metodología para la devolución a los clientes de los créditos fiscales antes señalados, resolución que no modificó el procedimiento que se venía realizando en los procesos tarifarios desarrollados entre los años 2022 y 2025, los que ya contemplaban la devolución parcial de dichos montos.

Cabe destacar que el PIS/COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia y seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte" (ver nota 35.3.47).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	235.779	208.709	21.392	25.245
Ingresos diferidos por venta de energía (1)	78.951	116.746	75.160	200.096
Otros	161	1.650	2.143	2.401
Total	**314.891**	**327.105**	**98.695**	**227.742**

(1) Ingreso anticipado relacionado con acuerdos de venta de energía, firmado por nuestras subsidiarias Enel Trading Brasil y Enel Colombia.

9. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**5.472.106**	**4.545.178**	**338.604**	**412.966**
Deudores comerciales, bruto	4.411.591	3.879.320	49.192	52.485
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	6.774	6.205	56.455	58.734
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.053.741	659.653	232.957	301.747

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**4.236.648**	**3.352.854**	**329.872**	**378.594**
Deudores comerciales, neto	3.178.518	2.692.750	47.796	49.978
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	6.617	2.174	55.215	31.060
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.051.513	657.930	226.861	297.556

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No Corrientes	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Anticipos a proveedores	93.718	55.688	12.427	49.351
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	154.518	103.128	-	-
Activos Sectoriales (ii)	606.277	361.019	170.060	158.673
Cuentas por cobrar al personal	14.610	7.362	17.676	14.852
Cuentas por cobrar a Central Vuelta Obligado S.A. (iii)	28.800	29.095	17.958	38.807
Cuentas por cobrar mecanismo de subsidios y contribuciones	3.951	18.998	-	-
Cuenta por cobrar a Ecopetrol (iv)	29.596	-	5.650	33.779
Float bancario	33.687	35.360	-	-
Generación Distribuida Brasil	51.185	7.886	-	-
Otras	35.171	39.394	3.090	2.094
Total	**1.051.513**	**657.930**	**226.861**	**297.556**

(i) Corresponde al valor que se transferirá desde el estado brasileño a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Sao Paulo, para cubrir los descuentos aplicados a las tarifas energéticas de clases específicas de consumidores, denominados de "baja renta". Los recursos provienen de la Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE") y son aprobados por ANEEL en el proceso de reajuste anual de tarifas.

(ii) Activos sectoriales Brasil

Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 8 (1)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que la realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

(iii) Cuentas por cobrar de Enel Generación Chocón S.A. a Central Vuelta Obligado S.A. (ver nota 35.5.a.(i)).

(iv) Corresponde a la transacción de venta del proyecto eólico Windpeshi, que nuestra subsidiaria Enel Colombia efectuó a Ecopetrol S.A., protocolizada el 7 de julio de 2025, cuyos saldos pendientes de cobro son pagaderos en enero de 2027 y septiembre de 2029.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la nota 10.1.

b) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Con antigüedad menor de tres meses	460.250	399.262
Con antigüedad entre tres y seis meses	119.397	97.148
Con antigüedad entre seis y doce meses	107.359	70.322
Con antigüedad mayor a doce meses	526.015	369.361
Total	**1.213.021**	**936.093**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente y No Corriente
Saldo al 1 de enero de 2025	**969.879**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	361.408
Montos castigados	(215.300)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	110.709
31 de diciembre de 2025	**1.226.696**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	143.381
Montos castigados	(200.298)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	74.411
30 de septiembre de 2026	**1.244.190**

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ascendieron a MUS$ 143.381 al 30 de septiembre de 2026, lo que representa una disminución de MUS$101.558, un 41,5% respecto a la pérdida de MUS$ 244.939 registrada al 30 de septiembre de 2025 (ver nota 30.b).

Esta disminución se explica principalmente como consecuencia de que, en el marco del proceso periódico de revisión de las estimaciones de pérdidas crediticias esperadas, durante el período se actualizó determinados parámetros y supuestos asociados a las cuentas por cobrar comerciales de las compañías de distribución en Brasil, 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. Como resultado, se reconoció una menor pérdida por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales por MUS$107.944, reflejando de forma más adecuada las características y la experiencia de recuperación de dichas carteras.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 12 meses en Argentina y Colombia y 60 meses en Brasil. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 3.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 3.1.

10. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No Corrientes	
						al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	893	361	2	2
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	3	2	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	4.228	3.783	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	1	1	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	430	413	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	977	922	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	5	5	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	98	114	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	23	23	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	108	106	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	426	426	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	173	170	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	61	54	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	102	143	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	357	364	-	-
Extranjera	Enel Green Power España S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	147	139	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	61	58	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	7	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	520	491	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	2.113	1.852	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	COP	Otros servicios	2	43	-	-
Extranjera	Enel X North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	145	137	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	206	195	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.831	2.638	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	147	147	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	656	394	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	272	250	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	355	335	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	2.519	1.913	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US$	Servicio de Garantía financiera	5	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	-	374	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	515	487	-	-
Extranjera	Enel Services México S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	284	223	-	-
Extranjera	Enel Services México S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	331	313	-	-
Extranjera	Enel Green Power México S de RL de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	19	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudáfrica	Matriz Común	US$	Otros servicios	679	675	-	-
Total						**18.692**	**17.558**	**2**	**2**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No Corrientes	
						al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	189	156	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	-	15	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	112	119	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	5.104	4.845	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	15.605	20.493	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.634	1.470	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	1.650	5.709	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	72	68	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	1.903	1.932	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	524	2.915	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	750	750	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	73	186	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Compra de Materiales	17	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	247	167	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	7	7	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	37	29	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	621	621	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	2.505	2.193	-	-
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	17	17	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	438	115	-	-
Extranjera	Endesa Capital S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	89	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	252	198	-	-
Extranjera	Endesa S.A	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	909	410	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	678	421	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	188	-	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	283	283	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Préstamos por pagar	8.907	8.405	12.600	16.800
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US$	Comisión L.Crédito	-	4.417	-	-
Extranjera	Consorzio Dap	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	293	1.009	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	31	32	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	64	66	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	60.734	18.967	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	7.020	6.739	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	41	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.629	1.402	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	1.098	1.442	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	7	15	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	4.231	3.798	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.150	4.782	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	27.616	28.554	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	14.294	11.314	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	-	34	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.235	1.114	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	56.529	54.098	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	1.163	352	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3.647	1.944	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	83.033	90.647	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	67.076	55.870	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	427	445	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	158	192	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	314	304	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	101	105	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.022	1.078	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	-	246.868	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	6.118	5.270	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	1.569	3.398	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US$	Servicio de Garantía financiera	69	49	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	26.859	27.996	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	38.036	28.758	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	51	52	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	31	33	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	2.556	2.246	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	22.922	19.280	-	-
Extranjera	Gridspertise S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	98	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	47	49	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	595	595	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	947	942	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Compra de Energía	2.724	-	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	21	-	-
Total						**479.248**	**675.916**	**19.545**	**23.745**

(*) Ver nota e) a continuación.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	al 30.09.2026	al 30.09.2025
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(4.772)	(4.746)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(5.018)	(10.962)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(4.179)	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(12.808)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	1.599	(3.523)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(8.998)	(7.429)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(17.479)	(22.967)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(11.712)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(2.477)	(2.145)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(3.255)	(4.392)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(1.861)	(2.501)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(10.822)	(8.280)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	-	(3.483)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(4.376)	(3.895)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(2.286)	(2.027)
Extranjera	Enel Energia, S.A. De C.V. (Mxn)	México	Matriz Común	Compra de Energía	(2.733)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US$ 1.500.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas:

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,89%	4.731	5.354	**10.085**	9.245	4.306	-	-	-	**13.551**
Total					**4.731**	**5.354**	**10.085**	**9.245**	**4.306**	**-**	**-**	**-**	**13.551**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,89%	623	10.092	**10.715**	9.873	9.032	-	-	-	**18.905**
Total					**623**	**10.092**	**10.715**	**9.873**	**9.032**	**-**	**-**	**-**	**18.905**

e) Transacciones significativas Enel Américas

> El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €63 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,76%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 8 de abril de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €29,3 millones, a una tasa EUR all-in rate de 2,12%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 3 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,8%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de enero de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad al vencimiento.

- El 10 de noviembre de 2023 Enel Finance International NV formalizó un contrato de línea comprometida multiempresas con Dx Sao Paulo denominada en euros por un monto de EUR 150 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 20 de octubre de 2025. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento.

- El 21 de diciembre de 2023, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD $700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,25%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de junio de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad el día de su vencimiento 21 de junio de 2024.

- El 12 de febrero de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD 500 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,60%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 12 de febrero de 2027. Durante el período de disponibilidad, Enel Americas SA. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 35% del margen sobre el monto no girado. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. El 04 de septiembre 2026 esta línea fue cancelada por anticipado, prepagando a esa fecha los commitments correspondientes.

- El 21 de junio de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD $700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de diciembre de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada y cerrada anticipadamente el 19 de julio de 2024.

- El 20 de abril de 2026, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD 500 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,45%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de octubre de 2027. Durante el período de disponibilidad, Enel Americas SA. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 35% del margen sobre el monto no girado. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. El 04 de septiembre 2026 esta línea fue cancelada por anticipado, prepagando a esa fecha los commitments correspondientes.

- El 4 de septiembre de 2026, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD 400 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,40%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 04 de septiembre de 2028. Durante el período de disponibilidad, Enel Americas SA. pagará una comisión de disponibilidad anual

equivalente a 0,40 bps sobre el monto no girado. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. El 30 de septiembre 2026 esta línea no ha sido girada. (Ver nota 40.i).

- Al 30 de septiembre de 2026, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US$3,19 millones, a una tasa de interés variable que oscila entre 0,48% y 0,85% sobre el monto garantizado y según el plazo otorgado. Estas garantías cubren principalmente contratos de préstamo de financiamiento, maquinaria y equipo, contrato de usos del sistema de transmisión y conexión a instalaciones de transmisión.

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2026, está conformado por las siguientes personas:

- Sra. Beatriz Saiz Martín
- Sr. Hernán Somerville Senn
- Sr. José Antonio Vargas Lleras
- Sra. Iris Boeninger Von Kretschmann
- Sr. Luca Lo Voi
- Sr. Britaldo Pedrosa Soares
- Sr. Roberto Deambrogio

Con excepción de la Sra. Beatriz Saiz Martín, el Directorio fue elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2025.

En sesión de Directorio del 30 de abril de 2025, fueron elegidos como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Francisco de Borja Acha Besga y como Secretaria del Directorio, doña Josefa Rodríguez Benavente. Con fecha 26 de noviembre 2025, el Directorio designó como nueva Secretaria del Directorio a doña Natalia Fernandez Sepulveda, con vigencia a contar de esa misma fecha.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas, el cual quedó integrado por los Directores señor Hernán Somerville Senn, señora Iris Boeninger y señor José Antonio Vargas Lleras. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Comisión para el Mercado Financiero, se informa que los señores Hernán Somerville Senn e Iris Boeninger son directores independientes. Por su parte, el Comité de Directores de la Compañía, en sesión celebrada el 30 de abril de 2025, designó como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville Senn y como Secretaria del mismo a doña Josefa Rodríguez Benavente. Posteriormente, con fecha 26 de noviembre de 2025, el Comité de Directores designó como nueva Secretaria del Comité a doña Natalia Fernandez Sepulveda, cargo que asumió con vigencia desde esa misma fecha.

En Sesión de Directorio realizada el 24 de junio de 2026, el señor Francisco de Borja Acha Besga presentó su renuncia como Director y Presidente de la Compañía a partir del 1 de julio de 2026. En la misma sesión de Directorio, se acordó designar como nueva integrante del Directorio a doña Beatriz Saiz Martí, quien fue elegida presidenta del Directorio, y asumió sus funciones el 1 de julio de 2026.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones.

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

c) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

> 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
> 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	al 30.09.2026			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Director	enero - junio 2026	-	-	-
Extranjero	Beatriz Saiz Marti (1)	Presidente	julio - septiembre2026	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - septiembre 2026	70	-	22
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2026	125	-	41
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	enero - septiembre 2026	125	-	41
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	enero - septiembre 2026	125	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	enero - septiembre 2026	-	-	-
Extranjero	Roberto Deambrogio	Director	enero - septiembre 2026	-	-	-
Total				**445**	**-**	**104**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	al 30.09.2025			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - septiembre 2025	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - septiembre 2025	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2025	112	-	35
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	enero - septiembre 2025	112	-	35
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	enero - septiembre 2025	112	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	enero - septiembre 2025	-		
Extranjero	Roberto Deambrogio	Director	abril - septiembre 2025	-	-	-
Total				**336**	**-**	**70**

(1) En Sesión de Directorio realizada el 24 de junio de 2026, el señor Francisco de Borja Acha Besga presentó su renuncia como Director y Presidente de la Compañía a partir del 1 de julio de 2026. En la misma sesión de Directorio, se acordó designar como nueva integrante del Directorio a doña Beatriz Saiz Martí, quien fue elegida presidenta del Directorio, y asumió sus funciones el 1 de julio de 2026.

10.3 Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026, está compuesto por las siguientes personas

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
27.101.372-8	Giuseppe Turchiarelli (1)	Gerente General
25.746.359-1	Rafael de la Haza Casarrubio	Gerente de Administración, Finanzas y Control
25.553.336-3	Raffaele Cutrignelli (2) (4)	Gerente de Auditoría Interna
29.302.170-8	Leonel Sanchez (3) (4)	Gerente de Personas y Organización

(1) Con fecha 1 de julio de 2025, el señor Giuseppe Turchiarelli asumió como Gerente General en reemplazo del señor Aurelio Bustilho de Oliveira, quien presentó su renuncia como Gerente General de la Compañía y se mantuvo en sus funciones hasta el 30 de junio del 2025.

(2) Con fecha 1 de julio de 2025, el señor Raffaele Cutrignelli asumió como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del señor Eugenio Belinchon, quien se mantuvo en sus funciones hasta el 30 de junio del 2025.

(3) Con fecha 1 de febrero de 2026, el señor Leonel Sanchez asumió como Gerente de Personas y Organización.

(4) Los señores Leonel Sanchez y Raffaele Cutrignelli, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados por otras sociedades del grupo Enel, pero los servicios son prestados a la sociedad en virtud de contratos Intercompañías.

a) Remuneraciones y planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos, los cuales consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Adicionalmente, Enel Américas otorga a ciertos ejecutivos, ciertos beneficios de largo plazo. Estos beneficios están sujetos al cumplimiento de determinados objetivos de mediano plazo y se cancelan, si procede, cuando éstos son verificados, con independencia de si el ejecutivo ha cesado o no su relación contractual con la Compañía y en la proporción que corresponde al tiempo que prestaron servicios a la misma.
Para el caso de los ejecutivos expatriados, la remuneración, plan de bonos anuales e incentivos a largo plazo, son objeto de acuerdos de refacturación "recharge agreements", por lo que dicho costo ha sido soportado por Enel Américas.

Las Remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia al 30 de septiembre de 2026 y 2025 son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Remuneración	482	846
Beneficios a corto plazo para los empleados	153	88
Otros beneficios a largo plazo	145	-
Total	**780**	**934**

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

11. Inventarios

La composición de los inventarios al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Suministros para la producción	**30.096**	**28.817**
Petróleo	16.222	10.634
Carbón	13.874	18.183
Repuestos	30.338	29.806
Materiales eléctricos	605.104	477.860
Total	**665.538**	**536.483**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$ 60.751 y MUS$ 28.227, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

12. Activos y pasivos por impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos por impuestos	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	240.236	227.876
Otros	3.628	6.590
Total	**243.864**	**234.466**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Pasivos por Impuestos	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Impuesto a la renta	264.154	137.331
Total	**264.154**	**137.331**

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2026	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 30.09.2026
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	3.020	-	510	(459)	(126)	-	-	475	**3.420**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	139	-	14	-	(6)	-	-	31	**178**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	219	-	1.483	(1.355)	57	-	443	-	**847**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	291	-	(397)	-	20	-	-	-	**(86)**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	1.533	-	353	-	193	-	(792)	-	**1.287**
Total						**5.202**	**-**	**1.963**	**(1.814)**	**138**	**-**	**(349)**	**506**	**5.646**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2025	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2025
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	2.605	-	(198)	-	(753)	-	-	1.366	**3.020**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	117	-	30	-	(34)	-	-	26	**139**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	589	-	-	(635)	13	-	-	252	**219**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	444	-	(206)	-	53	-	-	-	**291**
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. (1)	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	-	(254)	-	24	-	230	-	**-**
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (2)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	87	-	(1)	-	7	-	(93)	-	**-**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	946	-	402	-	185	-	-	-	**1.533**
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.387	-	140	-	123	-	(1.650)	-	**-**
Extranjera	Colombia ZE S.A.S. (3)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	7.340	-	(1.632)	-	1.016	(483)	(6.241)	-	**-**
Total						**13.515**	**-**	**(1.719)**	**(635)**	**634**	**(483)**	**(7.754)**	**1.644**	**5.202**

(1) Con fecha 19 de noviembre de 2025, se materializó la liquidación de la sociedad Enel X Way Perú S.A..
(2) Con fecha 4 de febrero de 2025 se realizó la liquidación de la sociedad Crédito Fácil Codensa.
(3) Con fecha 28 de mayo de 2025 nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. firmó un contrato de compraventa de las acciones de Colombia ZE S.A.S que poseía el Grupo, por un valor de MCOP 23.899.720 (MUS$5.792) al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S. y generó una utilidad de MUS$527; por lo anterior, se realizó la baja de la inversión en las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	4.710	6.972	735	687	4.215	(2.686)	1.529	(369)	1.160
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	7.943	-	8.375	-	-	(1.983)	(1.983)	97	(1.886)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	11.660	1.781	7.008	-	18.880	(17.114)	1.766	965	2.731

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	4.323	6.222	901	585	5.647	(6.240)	(593)	(2.264)	(2.857)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	7.960	2.068	8.573	-	439	(1.470)	(1.031)	264	(767)
Enel X Way Perú S.A.C. (1)	20,00%	-	-	-	-	77	(1.346)	(1.269)	120	
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (2)	49,00%	-	-	-	-	-	(2)	(2)	14	12
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	10.883	1.175	4.393	-	22.685	(20.677)	2.008	925	2.933
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	-	-	-	-	351	-	351	308	659
Colombia ZE S.A.S. (3)	20,00%	-	-	-	-	-	(8.161)	(8.161)	2.665	(5.496)

(1) Con fecha 19 de noviembre de 2025, se materializó la liquidación de la sociedad Enel X Way Perú S.A..
(2) Con fecha 4 de febrero de 2025 se realizó la liquidación de la sociedad Crédito Fácil Codensa.
(3) Con fecha 28 de mayo de 2025 nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. firmó un contrato de compraventa de las acciones de Colombia ZE S.A.S que poseía el Grupo, por un valor de MCOP 23.899.720 (MUS$5.792) al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S. y generó una utilidad de MUS$527; por lo anterior, se realizó la baja de la inversión en las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañìas asociadas y negocios conjuntos.

14. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Intangibles, Bruto	**8.990.818**	**8.169.990**
Servidumbre y Derechos de Agua	70.355	61.862
Concesiones	7.633.174	6.958.024
Costos de Desarrollo	16.498	13.600
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	153.838	141.898
Programas Informáticos	718.975	605.152
Activos intangibles en desarrollo	158.814	161.115
Otros Activos Intangibles Identificables	82.996	79.384
Costos de Contratos	156.168	148.955

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(5.816.459)**	**(5.074.477)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(30.077)	(25.163)
Concesiones	(5.088.310)	(4.474.843)
Costos de Desarrollo	(11.914)	(10.453)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(49.188)	(41.327)
Programas Informáticos	(444.768)	(346.216)
Activos intangibles en desarrollo	(79.942)	(79.942)
Otros Activos Intangibles Identificables	(47.126)	(43.409)
Costos de Contratos	(65.134)	(53.124)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Intangibles, Netos	**3.174.359**	**3.095.513**
Servidumbre y Derechos de Agua	40.278	36.699
Concesiones Neto (1)	2.544.864	2.483.181
Costos de Desarrollo	4.584	3.147
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	104.650	100.571
Programas Informáticos	274.207	258.936
Activos intangibles en desarrollo	78.872	81.173
Otros Activos Intangibles Identificables	35.870	35.975
Costos de Contratos	91.034	95.831

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Enel Distribución Río S.A. (*)	353.684	346.272
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	426.175	405.736
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.688.333	1.645.526
EGP Cachoeira Dourada S.A.	22.073	25.728
Sociedades EGP en Brasil	2.989	3.459
PH Chucás S.A. (*)	26.967	31.012
Enel Fortuna S.A.	23.553	24.383
Enel Green Power Volta Grande	1.090	1.065
TOTAL	**2.544.864**	**2.483.181**

(*) Estos acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el periodo terminado el 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2026	**3.147**	**36.699**	**2.483.181**	**100.571**	**258.936**	**81.173**	**35.975**	**95.831**	**3.095.513**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	288.530	-	2.679	28.993	-	-	320.202
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	197	4.420	144.306	6.113	7.569	8.113	1.565	502	172.785
Amortización	(110)	(1.538)	(367.831)	(3.441)	(53.166)	-	(3.400)	(10.376)	(439.862)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**1.350**	**697**	**-**	**1.407**	**32.404**	**(41.563)**	**2.092**	**3.613**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	1.350	697	-	1.407	32.404	(41.563)	2.092	3.613	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(3.025)**	**-**	**-**	**(96)**	**-**	**-**	**(3.121)**
Retiros de servicio	-	-	(3.025)	-	-	(96)	-	-	(3.121)
Hiperinflación Argentina	-	-	3	-	25.785	2.325	-	-	28.113
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	(300)	-	-	(73)	(362)	1.464	729
Total movimientos en activos intangibles identificables	**1.437**	**3.579**	**61.683**	**4.079**	**15.271**	**(2.301)**	**(105)**	**(4.797)**	**78.846**
Saldo final al 30.09.2026	**4.584**	**40.278**	**2.544.864**	**104.650**	**274.207**	**78.872**	**35.870**	**91.034**	**3.174.359**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos intangibles en desarrollo	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**7.423**	**30.897**	**2.305.200**	**91.492**	**240.768**	**122.385**	**33.381**	**103.750**	**2.935.296**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(651)	2.661	336.788	238	4.324	47.522	-	332	**391.214**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.010	4.890	283.995	11.610	(17.032)	13.636	2.821	1.111	**302.041**
Amortización	(158)	(1.711)	(436.184)	(3.999)	(57.497)	-	(3.417)	(16.697)	**(519.663)**
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	(38.096)	-	-	**(38.096)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**4.237**	**-**	**(582)**	**1.471**	**60.350**	**(73.837)**	**3.243**	**5.118**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	4.237	-	(582)	1.471	60.350	(73.837)	3.243	5.118	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(6.295)**	**-**	**(6.453)**	**-**	**-**	**(101)**	**-**	**-**	**(12.849)**
Retiros de servicio	(6.295)	-	(6.453)	-	-	(101)	-	-	**(12.849)**
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	-	-	486	-	-	-	**486**
Hiperinflación Argentina	-	-	4	-	27.525	1.577	(53)	-	**29.053**
Otros incrementos (disminuciones)	(2.419)	(38)	413	(241)	12	8.087	-	2.217	**8.031**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(4.276)**	**5.802**	**177.981**	**9.079**	**18.168**	**(41.212)**	**2.594**	**(7.919)**	**160.217**
Saldo final al 31.12.2025	**3.147**	**36.699**	**2.483.181**	**100.571**	**258.936**	**81.173**	**35.975**	**95.831**	**3.095.513**

(1) Ver literal iv) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma nota.

Informaciones Adicionales de Intangibles, neto

a) Principales inversiones

Al 30 de septiembre de 2026, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$288.530 (MUS$336.788 al 31 de diciembre de 2025) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo con lo establecido en CINIIF 12 (Ver nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 fueron de MUS$320.202 y MUS$391.214, respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 ascendió a MUS$ 9.228 y MUS$ 2.849, respectivamente (Ver nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 8,02% y 1,05% al 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

Durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$ 96.924 y MUS$ 64.516, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de septiembre de 2026 y 2025. (Ver nota 3.e).

ii) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

iii) Costos para obtener un contrato: corresponde fundamentalmente a costos relacionados con (i) la cesión de los contratos de suministro de energía (PPA) a favor de Enel Fortuna S.A., por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW; y (ii) Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.

iv) Al cierre del ejercicio 2024, el Grupo registró una pérdida por deterioro por MUS$ 41.846 vinculada a determinados proyectos de energía renovable localizados en la región nordeste de Brasil, relacionados con tecnología eólica, solar e híbrida. Esta pérdida surgió como resultado de nuevas mediciones realizadas por la Compañía respecto a la viabilidad de los mismos, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta. Entre otros factores, se consideró la existencia de limitaciones estructurales y escenarios de mercados, factores que generan riesgos elevados, bajo atractivo y escasa disponibilidad de recursos.

Asimismo, a lo largo de 2025, la Compañía concluyó que era necesario reconocer un deterioro adicional relacionado con los activos residuales de los proyectos restantes, debido a la materialización de nuevos factores adversos que comprometen su viabilidad económica y financiera. Producto de lo anterior, al cierre del ejercicio 2025 se reconoció una pérdida por deterioro de MBRL$211.020 (MUS$ 37.824). En la evaluación se evidenció un aumento estructural de costos y la introducción de nuevos cargos regulatorios aplicables a proyectos que requieren acceso a la red.

La Administración sigue monitoreando continuamente la evolución de las condiciones del mercado, normativas e infraestructuras y puede reevaluar estos proyectos, en caso de cambios significativos que alteren las suposiciones actualmente consideradas.

15. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Moneda	Saldo Inicial al 01.01.2025	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 31.12.2025	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 30.09.2026
Enel Distribución Rio S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	BRL	137.630	17.535	**155.165**	9.197	**164.362**
Enel Colombia SAS EDP (2)	Negocio de Distribución en Enel Colombia SAS EDP (ex Codensa S.A. E.S.P.)	COP	9.836	1.635	**11.471**	1.627	**13.098**
EGP Cachoeira Dourada S.A. (3)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	BRL	50.466	6.428	**56.894**	3.374	**60.268**
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.) (4)	Negocio de Generación convencional en Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	COP	4.351	723	**5.074**	720	**5.794**
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	BRL	641	83	**724**	41	**765**
Enel Distribución Ceará S.A. (5)	Enel Distribución Ceará S.A.	BRL	69.279	8.826	**78.105**	4.630	**82.735**
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (6)	Enel Distribución Sao Paulo	BRL	346.171	44.103	**390.274**	23.133	**413.407**
Enel Brasil S.A. (7) (8)	Enel Brasil S.A.	BRL	394.604	50.276	**444.880**	26.391	**471.271**
Enel Colombia SAS EDP (7)	Negocio de renovables en Enel Colombia SAS EDP	COP	46.851	7.786	**54.637**	7.756	**62.393**
Enel Renovable S.R.L.	Enel Renovable S.R.L.	US$	2.094	-	**2.094**	-	**2.094**
Enel Panamá CAM S.R.L.(7)	Enel Panamá CAM S.R.L.	US$	24.964	-	**24.964**	-	**24.964**
Enel Panamá CAM S.R.L.(7)	Jaguito Solar 10MW S.A.	US$	386	-	**386**	-	**386**
Enel Panamá CAM S.R.L.(7)	Progreso Solar 20MW S.A.	US$	772	-	**772**	-	**772**
Total			**1.088.045**	**137.395**	**1.225.440**	**76.869**	**1.302.309**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2026 (Ver notas 2.3 y 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Colombia S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad colombiana Codensa S.A. ESP, empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

Con fecha 1 de marzo de 2022, se completó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.

3.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de Cachoeira Dourada S.A. (actualmente EGP Cachoeira Dourada S.A.) en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

4.- Enel Colombia S.A. E.S.P (ex Emgesa S.A. E.S.P.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- Enel Distribución Ceará S.A.

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

6.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió un 73,38% de participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Posteriormente, entre los días 22 de junio y 4 de julio de 2018 se perfeccionaron incrementos de participación adicionales, representando un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

7.- EGP Centro y Sudamérica

Plusvalías reconocidas como parte de la fusión de Enel Américas con EGP Américas, perfeccionada con fecha 1 de abril de 2021. Estas plusvalías están asignadas a las siguientes sociedades: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Colombia SAS Esp (actualmente Enel Colombia, Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L), Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.), Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20MW, S.A., las cuales surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado.

8.- Enel Brasil S.A.

Con fecha 4 de noviembre de 2021, Enel Green Power Brasil Participaçoes Ltda. fue fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

16. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**24.993.306**	**22.560.010**
Construcción en Curso	1.057.424	1.079.692
Terrenos	185.926	159.872
Edificios	2.585.501	2.245.076
Planta y Equipo de Generación	10.571.886	10.274.480
Infraestructura de Red	9.825.669	8.216.278
Instalaciones Fijas y Accesorios	766.900	584.612

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(8.730.039)**	**(7.945.764)**
Terrenos	(895)	(276)
Edificios	(469.216)	(382.105)
Planta y Equipo de Generación	(2.931.496)	(3.173.605)
Infraestructura de Red	(4.828.962)	(4.015.777)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(499.470)	(374.001)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**16.263.267**	**14.614.246**
Construcción en Curso	1.057.424	1.079.692
Terrenos	185.031	159.596
Edificios	2.116.285	1.862.971
Planta y Equipo de Generación	7.640.390	7.100.875
Infraestructura de Red	4.996.707	4.200.501
Instalaciones Fijas y Accesorios	267.430	210.611

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2026	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2026	**1.079.692**	**159.596**	**1.862.971**	**7.100.875**	**4.200.501**	**210.611**	**14.614.246**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	493.101	-	3.146	145	81.243	26.740	**604.375**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	83.570	20.938	143.116	592.385	200.700	12.950	**1.053.659**
Depreciación	-	-	(56.186)	(205.028)	(205.213)	(41.853)	**(508.280)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(5.903)	(1.634)	-	-	-	-	**(7.537)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(667.637)**	**6.811**	**153.774**	**184.915**	**308.629**	**13.508**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(667.637)	6.811	153.774	184.915	308.629	13.508	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**-**	**(3.103)**	**(4.056)**	**(56)**	**(7.215)**
Retiros	-	-	-	(3.103)	(4.056)	(56)	**(7.215)**
Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta	(777)	(1.532)	-	-	-	-	**(2.309)**
Hiperinflación Argentina	63.367	1.016	9.265	552	446.358	14.078	**534.636**
Otros incrementos (disminución)	12.011	(164)	199	(30.351)	(31.455)	31.452	**(18.308)**
Total movimientos	**(22.268)**	**25.435**	**253.314**	**539.515**	**796.206**	**56.819**	**1.649.021**
Saldo final al 30.09.2026	**1.057.424**	**185.031**	**2.116.285**	**7.640.390**	**4.996.707**	**267.430**	**16.263.267**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2025	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**891.988**	**128.126**	**1.320.810**	**6.405.052**	**3.790.901**	**166.644**	**12.703.521**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	966.529	-	-	26.144	96.596	28.628	**1.117.897**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	42.768	16.501	153.582	819.440	(353.007)	5.188	**684.472**
Depreciación	-	-	(67.748)	(225.147)	(227.280)	(52.920)	**(573.095)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(3.275)	(45)	-	(5.132)	-	-	**(8.452)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(1.130.339)**	**17.657**	**502.670**	**145.345**	**417.034**	**47.633**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.130.339)	17.657	502.670	145.345	417.034	47.633	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(46)**	**(145)**	**(77)**	**(13.653)**	**(12.339)**	**(311)**	**(26.571)**
Retiros	(46)	(145)	(77)	(13.653)	(12.339)	(311)	**(26.571)**
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	4.494	(1.967)	16.876	119.957	-	370	**139.730**
Hiperinflación Argentina	60.241	1.090	9.769	(424)	488.589	9.129	**568.394**
Otros incrementos (disminución)	247.332	(1.621)	(72.911)	(170.707)	7	6.250	**8.350**
Total movimientos	**187.704**	**31.470**	**542.161**	**695.823**	**409.600**	**43.967**	**1.910.725**
Saldo final al 31.12.2025	**1.079.692**	**159.596**	**1.862.971**	**7.100.875**	**4.200.501**	**210.611**	**14.614.246**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS$ 604.375 y MUS$ 1.117.897 por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales hidroeléctricas, energías renovables no convencionales y térmicas en la subsidiaria Enel Colombia que implicaron adiciones durante el periodo 2026 por MUS$ 137.539 (MUS$ 382.450 al 31 de diciembre de 2025), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil, Panamá y Guatemala, por MUS$ 67.849 (MUS$ 178.415 al 31 de diciembre de 2025). En el negocio de Distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones de redes y adecuación de instalaciones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS$ 398.987 al 30 de septiembre de 2026 (MUS$ 557.032 al 31 de diciembre de 2025).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025 ascendió a MUS$ 25.551 y MUS$ 18.620, respectivamente (Ver nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 12,80% y 10,19% al 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025 ascendió a MUS$ 72.240 y MUS$ 50.758, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2026, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS$ 582.272 (MUS$ 1.572.637 al 31 de diciembre de 2025) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS$ 1.135.850), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente, la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€450 (MUS$ 511.133). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

17. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, corresponden a los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos Período 2026	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2026	**135.068**	**81.281**	**127.910**	**344.259**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	4.282	4.849	2.006	**11.137**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	10.972	4.772	8.152	**23.896**
Modificación y término anticipado de contratos	(142)	(348)	(145)	**(635)**
Depreciación	(4.530)	(12.559)	(40.739)	**(57.828)**
Hiperinflación Argentina	-	3.941	-	**3.941**
Otros incrementos (disminución)	(8.683)	(734)	4.410	**(5.007)**
Total movimientos	**1.899**	**(79)**	**(26.316)**	**(24.496)**
Saldo final al 30.09.2026	**136.967**	**81.202**	**101.594**	**319.763**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos Período 2025	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2025	**107.101**	**57.420**	**41.752**	**206.273**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	27.982	33.940	118.637	**180.559**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	14.144	7.353	6.833	**28.330**
Modificación y término anticipado de contratos	(7.723)	(5.151)	(312)	**(13.186)**
Depreciación	(6.436)	(11.567)	(39.000)	**(57.003)**
Hiperinflación Argentina	-	(714)	-	**(714)**
Total movimientos	**27.967**	**23.861**	**86.158**	**137.986**
Saldo final al 31.12.2025	**135.068**	**81.281**	**127.910**	**344.259**

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento corresponden principalmente a contratos relacionados con edificios corporativos de subsidiarias, oficinas y flota de vehículos.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	103.610	25.374	78.236	99.495	26.496	72.999
Más de un año y no más de dos años	82.198	19.803	62.395	79.572	26.328	53.244
Más de dos años y no más de tres años	51.140	14.654	36.486	64.056	16.475	47.581
Más de tres años y no más de cuatro años	39.132	12.808	26.324	34.227	13.421	20.806
Más de cuatro años y no más de cinco años	29.636	12.071	17.565	44.992	13.070	31.922
Más de cinco años	274.908	138.192	136.716	275.038	138.818	136.220
Total	**580.624**	**222.902**	**357.722**	**597.380**	**234.608**	**362.772**

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 incluyen gastos de MUS$ 3.930 y MUS$ 3.241, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver nota 3.f).

18. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	al 30.09.2026	al 30.09.2025
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(638.442)	(437.954)
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	(3.903)	(1.421)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	2.953	(4.364)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(639.392)**	**(443.739)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(50.303)	(1.777)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(50.303)**	**(1.777)**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(689.695)**	**(445.516)**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	al 30.09.2026	Tasa	al 30.09.2025
Resultado Contable Antes De Impuestos		**2.013.458**		**1.375.830**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(543.634)**	**(27,00%)**	**(371.474)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,70%)	(154.983)	(7,20%)	(99.033)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	3,27%	65.750	6,54%	89.996
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2,63%)	(52.925)	(4,62%)	(63.584)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,19%)	(3.903)	(0,10%)	(1.421)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	**(7,25%)**	**(146.061)**	**(5,38%)**	**(74.042)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(34,25%)**	**(689.695)**	**(32,38%)**	**(445.516)**

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.09.2026		al 31.12.2025	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	594.687	(1.013.418)	490.479	(855.363)
Amortizaciones	4.201	(27.510)	3.888	(26.073)
Obligaciones por beneficios post-empleo	121.499	(173)	124.054	(169)
Revaluaciones de instrumentos financieros	74.300	(117.722)	63.042	(127.674)
Pérdidas Fiscales	531.572	-	499.894	-
Provisiones	**859.780**	**(956.614)**	**784.056**	**(802.615)**
Provisión Contingencias Civiles	96.015	-	84.753	-
Provisión Contingencias Trabajadores	45.865	-	44.473	-
Provisión Cuentas incobrables	364.914	-	327.845	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	11.832	-	11.687	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(638.833)	-	(528.608)
Otras Provisiones	341.154	(317.781)	315.298	(274.007)
Otros Impuestos Diferidos	**108.497**	**(422.983)**	**100.839**	**(374.626)**
Ajuste por Inflación - Argentina	2.883	(249.994)	-	(247.117)
Otros Impuestos Diferidos	105.614	(172.989)	100.839	(127.509)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**2.294.536**	**(2.538.420)**	**2.066.252**	**(2.186.520)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.673.800)	1.673.800	(1.431.237)	1.431.237
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**620.736**	**(864.620)**	**635.015**	**(755.283)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 01.01.2026	Movimientos					Saldo neto al 30.09.2026
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (*)	
Depreciaciones	(364.884)	41.961	-	-	(7.482)	(88.326)	**(418.731)**
Amortizaciones	(22.185)	190	-	-	(1.340)	26	**(23.309)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	123.885	1.704	(14.989)	-	7.545	3.181	**121.326**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(64.632)	32.749	2.943	-	1.186	(15.668)	**(43.422)**
Pérdidas Fiscales	499.894	1.913	-	-	28.080	1.685	**531.572**
Provisiones	**(18.559)**	**(89.360)**	**-**	**-**	**(6.542)**	**17.627**	**(96.834)**
Provisión Contingencias Civiles	84.753	7.846	-	-	2.132	1.284	**96.015**
Provisión Contingencias Trabajadores	44.473	(326)	-	-	1.501	217	**45.865**
Provisión Cuentas Incobrables	327.845	16.593	-	-	17.568	2.908	**364.914**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	11.687	(358)	-	-	588	(85)	**11.832**
Activos Financieros CINIIF 12	(528.608)	(79.307)	-	-	(26.245)	(4.673)	**(638.833)**
Otras Provisiones	41.291	(33.808)	-	-	(2.086)	17.976	**23.373**
Otros Impuestos Diferidos	**(273.787)**	**(39.460)**	**2.876**	**-**	**(1.931)**	**(2.184)**	**(314.486)**
Ajuste por inflación - Argentina	(247.117)	2.865	-	-	-	(2.859)	**(247.111)**
Otros Impuestos Diferidos	(26.670)	(42.325)	2.876	-	(1.931)	675	**(67.375)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(120.268)**	**(50.303)**	**(9.170)**	**-**	**19.516**	**(83.659)**	**(243.884)**

(*) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 01.01.2025	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2025
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (**)	
Depreciaciones	(415.639)	74.293	-	(29.120)	116.690	(111.108)	**(364.884)**
Amortizaciones	(19.771)	100	-	-	(2.562)	48	**(22.185)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	273.295	(109.929)	(73.436)	-	31.231	2.724	**123.885**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(80.761)	(6.311)	7.518	-	7.153	7.769	**(64.632)**
Pérdidas Fiscales	370.933	75.067	-	-	50.546	3.348	**499.894**
Provisiones	**50.603**	**(28.260)**	**-**	**-**	**(24.457)**	**(16.445)**	**(18.559)**
Provisión Contingencias Civiles	59.104	24.129	-	-	(303)	1.823	**84.753**
Provisión Contingencias Trabajadores	40.118	4.472	-	-	(489)	372	**44.473**
Provisión Cuentas Incobrables	277.135	24.293	-	-	28.853	(2.436)	**327.845**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	13.737	(3.380)	-	-	1.326	4	**11.687**
Activos Financieros CINIIF 12	(406.188)	(66.708)	-	-	(42.617)	(13.095)	**(528.608)**
Otras Provisiones	66.697	(11.066)	-	-	(11.227)	(3.113)	**41.291**
Otros Impuestos Diferidos	**(263.584)**	**(13.937)**	**-**	**-**	**5.325**	**(1.591)**	**(273.787)**
Ajuste por inflación - Argentina	(250.045)	805	-	-	(33)	2.156	**(247.117)**
Otros Impuestos Diferidos	(13.539)	(14.742)	-	-	5.358	(3.747)	**(26.670)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(84.924)**	**(8.977)**	**(65.918)**	**(29.120)**	**183.926**	**(115.255)**	**(120.268)**

(*) Ver nota 5
(**) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

c) Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 314.387 (MUS$ 317.277 al 31 de diciembre de 2025) (Ver nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$ 3.012.224 (MUS$ 2.542.073 al 31 de diciembre de 2025). Por otra parte,

tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2026, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 3.740.716 (MUS$ 5.203.546 al 31 de diciembre de 2025).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años.

El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Argentina	2019 - 2024
Brasil	2022 - 2026
Chile	2023 - 2025
Colombia	2021 - 2025
Costa Rica	2022 - 2025
Guatemala	2022 - 2025
Panamá	2022 - 2024
Perú	2022 - 2025

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	al 30.09.2026			al 30.09.2025		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.631)	2.876	1.245	(3.258)	2.840	(418)
Cobertura de Flujos de efectivo	2.126	(10)	2.116	(18.097)	6.223	(11.874)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	(474)	-	(474)
Diferencias de cambio por conversión	1.069.058	-	1.069.058	1.718.218	-	1.718.218
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	41.626	(14.989)	26.637	(61.322)	22.036	(39.286)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**1.111.179**	**(12.123)**	**1.099.056**	**1.635.067**	**31.099**	**1.666.166**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados integrales	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**(9.170)**	**24.621**
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(2.953)	4.364
Impuestos diferidos sobre movimientos de inversiones medidas a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	2.114
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**(12.123)**	**31.099**

d) En diciembre de 2024, las subsidiarias Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, registraron MUS$ 34.655 de impuesto a la renta por cobrar y MUS$ 102.199 de impuesto diferido por pérdidas tributarias, ambos relacionados con el crédito fiscal mencionado en la nota 8.2, debido a la posición del Supremo Tribunal Federal – STF, en el sentido de que la tasa de actualización tributaria del activo por PIS y COFINS (tasa SELIC) no sería ingreso tributable en la base imponible del impuesto a la renta de estas compañías.

Por su parte, la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo registró, durante el ejercicio 2025, MUS$ 21.116 de impuesto a la renta por cobrar, referido al crédito fiscal antes explicado. Con respecto al impuesto diferido, nuestra subsidiaria se encuentra en proceso judicial. Luego de decisiones parcialmente favorables a la posición de la compañía, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos para que el tribunal conceda el derecho de la compañía a reconocer el crédito fiscal antes mencionado. En el mes de septiembre de 2025, la Apelación Especial de la Compañía fue desestimada y en octubre de 2025 se presentó una apelación interna que está pendiente de sentencia. La Compañía estima que el importe de crédito fiscal es de MBRL$ 988.734 (MUS$ 191.129) de impuesto diferido. Enel Distribución Sao Paulo aguarda la resolución del Tribunal Superior de Justicia, para efectuar el reconocimiento contable de estos créditos fiscales, considerando este probable derecho como un activo contingente al cierre del periodo 2026.

19. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Préstamos que devengan intereses	2.493.951	2.208.230	5.363.625	4.574.752
Instrumentos derivados de cobertura (*)	123.282	38.734	40.008	809
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	581	246	-	-
Total	**2.617.814**	**2.247.210**	**5.403.633**	**4.575.561**

(*) Ver nota 22.2.a

(**) Ver nota 22.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Préstamos bancarios garantizados	784.457	240.145	1.526.754	1.213.718
Préstamos bancarios no garantizados	386.515	603.935	2.408.738	1.991.452
Obligaciones con el público no garantizadas	704.793	1.003.454	624.720	785.249
Obligaciones con el público garantizadas	617.849	360.531	802.016	583.159
Otros préstamos	337	165	1.397	1.174
Total	**2.493.951**	**2.208.230**	**5.363.625**	**4.574.752**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 30.09.2026								
					Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Chile	CLP	9,84%	9,84%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,73%	4,73%	Sin Garantía	-	63.414	**63.414**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	37,04%	31,89%	Sin Garantía	55.104	51.647	**106.751**	101.729	112.651	-	-	-	**214.380**
Brasil	US$	7,41%	7,15%	Con Garantía	55.805	45.313	**101.118**	115.039	66.343	66.978	67.192	244.503	**560.055**
Brasil	BRL	13,30%	12,53%	Con Garantía	115.374	306.306	**421.680**	129.577	36.855	37.130	36.334	279.598	**519.494**
Brasil	EUR	4,53%	4,46%	Con Garantía	11.589	249.189	**260.778**	229.845	7.359	7.359	7.359	5.900	**257.822**
Brasil	CHF	1,69%	1,68%	Sin Garantía	881	-	**881**	189.383	-	-	-	-	**189.383**
Brasil	BRL	19,20%	17,69%	Sin Garantía	59	-	**59**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	1,69%	1,68%	Sin Garantía	158.867	57.423	**216.290**	500.091	80.275	167.484	386.420	1.060.088	**2.194.358**
Total					**397.680**	**773.292**	**1.170.972**	**1.265.664**	**303.483**	**278.951**	**497.305**	**1.590.089**	**3.935.492**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2025								
					Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Chile	US$	0,56%	0,56%	Sin Garantía	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	CLP	9,84%	9,84%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	4,17%	4,17%	Sin Garantía	-	31.043	**31.043**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,89%	4,89%	Sin Garantía	-	38.667	**38.667**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	63,22%	55,67%	Sin Garantía	37.663	26.271	**63.934**	-	52.572	-	-	-	**52.572**
Brasil	US$	6,37%	6,19%	Con Garantía	20.488	19.280	**39.768**	45.530	45.530	45.972	46.415	234.405	**417.852**
Brasil	BRL	10,93%	10,36%	Con Garantía	64.755	92.824	**157.579**	133.503	48.342	45.787	45.919	320.576	**594.127**
Brasil	EUR	3,19%	3,14%	Con Garantía	2.706	40.092	**42.798**	168.869	7.691	7.691	7.691	9.797	**201.739**
Brasil	US$	4,07%	3,98%	Sin Garantía	1.180	100.777	**101.957**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	18,80%	17,35%	Sin Garantía	31	-	**31**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	11,04%	10,73%	Sin Garantía	37.918	330.376	**368.294**	201.109	348.710	137.547	309.593	941.921	**1.938.880**
Total					**164.750**	**679.330**	**844.080**	**549.011**	**502.845**	**236.997**	**409.618**	**1.506.699**	**3.205.170**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$ 5.387.320 (MUS$ 4.490.209 al 31 de diciembre de 2025). Los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	al 30.09.2026							
										Vencimiento			Vencimiento				
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole 4131 BRL - Coelce	Francia	BRL	17,41%	16,16%	Al Vencimiento	-	19.645	**19.645**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Giro 29.06.2026	Brasil	BRL	15,24%	14,27%	Mensual	4.861	9.665	**14.526**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875 (Semiárido - Outras Regioes)	Brasil	BRL	7,14%	6,91%	Mensual	2.131	6.340	**8.471**	6.163	-	-	-	-	**6.163**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	HSBC 4131 Coelce (I/II)	Singapur	CHF	1,70%	1,69%	Al Vencimiento	261	-	**261**	96.214	-	-	-	-	**96.214**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FINEP - Coelce	Brasil	BRL	10,62%	10,14%	Mensual	2	7	**9**	9	9	3	-	-	**21**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB FNE 152.2026.363.12945 Tranche 1 e 2	Brasil	BRL	12,64%	11,96%	Mensual	590	993	**1.583**	2.978	2.978	2.978	2.978	28.676	**40.588**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 (II-III-IV-V)	Japón	BRL	20,06%	18,97%	Al Vencimiento	2.946	96.653	**99.599**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bank of América 4131 (I-II)	E.E.U.U.	BRL	14,71%	13,81%	Al Vencimiento	1.094	44.461	**45.555**	28.996	-	-	-	-	**28.996**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Deutsche Bank 4131 (I-II-II-IV)	Alemania	BRL	17,05%	15,85%	Al Vencimiento	13.163	114.051	**127.214**	57.992	-	-	-	-	**57.992**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP Paribas 4131 III	Francia	US$	3,81%	3,75%	Al Vencimiento	31.788	-	**31.788**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	HSBC 4131	Singapur	CHF	1,68%	1,67%	Al Vencimiento	620	-	**620**	93.170	-	-	-	-	**93.170**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole 4131 - Ampla	Francia	EUR	8,23%	8,13%	Al Vencimiento	214	-	**214**	69.558	-	-	-	-	**69.558**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JP Morgan 4131 (I-II)	E.E.U.U.	US$	11,12%	10,88%	Al Vencimiento	191	-	**191**	49.317	-	-	-	-	**49.317**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Conta Garantida Bradesco IV	Brasil	BRL	23,13%	21,62%	Al Vencimiento	8.327	-	**8.327**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	2º Notas Comerciais - Enel Rio - 1800MBRL	Brasil	BRL	17,69%	16,40%	Al Vencimiento	23.181	-	**23.181**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	9,84%	9,84%	Al Vencimiento	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	CCB Bradesco - 283MBRL 03.09.2026	Brasil	BRL	16,79%	15,62%	Al Vencimiento	55.310	-	**55.310**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole II 4131 - Eletropaulo	Francia	EUR	3,46%	3,41%	Al Vencimiento	1.825	-	**1.825**	152.928	-	-	-	-	**152.928**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14-18-26-56-72-104 (MUSD)	Luxemburgo	US$	4,57%	4,47%	Anual	3.410	22.512	**25.922**	22.512	22.512	22.512	22.512	127.291	**217.339**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 2-8 (MUSD)	Luxemburgo	US$	5,61%	5,47%	Anual	63	-	**63**	-	438	876	876	7.887	**10.077**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP Paribas (VI e VII)	Francia	EUR	4,54%	4,45%	Al Vencimiento	5.870	245.510	**251.380**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES Inovação - Finem -Finame	Brasil	BRL	10,40%	9,86%	Mensual	637	4.207	**4.844**	19.248	19.248	19.248	19.248	80.938	**157.930**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	12,89%	12,25%	Mensual	576	2.110	**2.686**	3.401	3.401	3.401	66.176	11.241	**87.620**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10,91%	10,51%	Mensual	67.601	-	**67.601**	30.229	-	39.297	-	-	**69.526**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13,53%	12,96%	Al Vencimiento	1.917	-	**1.917**	-	9.508	9.508	9.508	47.538	**76.062**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13,58%	12,98%	Mensual	13.466	16.701	**30.167**	392.369	44.134	2.116	882	234.273	**673.774**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	15,78%	15,02%	Semestral	38.982	34.442	**73.424**	68.884	-	-	-	-	**68.884**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	13,24%	13,24%	Al Vencimiento	8.058	-	**8.058**	-	-	-	-	176.310	**176.310**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	13,27%	13,27%	Semestral	13.357	3.036	**16.393**	3.036	3.036	3.036	3.036	327.595	**339.739**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	13,04%	12,42%	Mensual	1.576	1.134	**2.710**	2.172	1.890	1.134	200.644	42.791	**248.631**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	International Finance Corporation	Japón	COP	15,13%	14,42%	Al Vencimiento	12.175	-	**12.175**	-	18.306	18.306	106.174	220.340	**363.126**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Popular S.A.	Colombia	COP	13,80%	13,14%	Mensual	1.159	-	**1.159**	-	-	90.686	-	-	**90.686**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	US$	11,48%	10,91%	Mensual	4.972	15.095	**20.067**	20.120	20.303	20.500	20.714	74.571	**156.208**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	6,89%	6,68%	Semestral	8.244	4.081	**12.325**	12.325	12.325	12.325	12.325	18.528	**67.828**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	6,89%	6,68%	Semestral	-	3.625	**3.625**	3.629	3.629	3.629	3.629	1.887	**16.403**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Madrid	España	US$	6,89%	6,68%	Semestral	7.137	-	**7.137**	7.137	7.137	7.137	7.137	14.339	**42.887**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Soc. de Promotion et de Participation Pour la Cooperation Economique S.A.	Francia	EUR	2,30%	2,28%	Semestral	3.680	3.680	**7.360**	7.359	7.359	7.359	7.359	5.900	**35.336**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	9,03%	8,67%	Mensual	3.132	10.285	**13.417**	14.190	14.620	14.900	14.107	169.984	**227.801**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U. - Santander Rio (1)	Argentina	ARS	38,00%	32,61%	Trimestral	-	51.645	**51.645**	101.728	112.650	-	-	-	**214.378**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Banco BBVA Argentina S.A. (ex BBVA Banco Francés S.A.)	Argentina	ARS	34,36%	29,90%	Mensual	9.729	-	**9.729**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Banco Santander Argentina S.A.	Argentina	ARS	27,76%	24,75%	Mensual	280	-	**280**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Adcap Securities Argentina S.A.	Argentina	ARS	31,50%	27,70%	Mensual	13.169	-	**13.169**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	BACS Banco de Crédito y Securitización S.A.	Argentina	ARS	31,05%	27,35%	Mensual	130	-	**130**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Comafi Bursátil S.A.	Argentina	ARS	30,60%	27,00%	Mensual	1.046	-	**1.046**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Invertir en Bolsa S.A.	Argentina	ARS	31,57%	27,75%	Mensual	650	-	**650**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Max Capital S.A.	Argentina	ARS	30,60%	27,00%	Mensual	1.306	-	**1.306**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Schweber Securities S.A.	Argentina	ARS	30,85%	27,19%	Mensual	14.819	-	**14.819**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Zofingen S.A.	Argentina	ARS	31,92%	28,03%	Mensual	13.975	-	**13.975**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Citibank_PE	Perú	PEN	4,80%	4,80%	Al Vencimiento	-	38.356	**38.356**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank _PE	Perú	PEN	4,45%	4,45%	Al Vencimiento	-	13.262	**13.262**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	PEN	4,80%	4,80%	Al Vencimiento	-	11.796	**11.796**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Mútuo I Luz de Alagoinhas - Selt	Brasil	BRL	19,20%	17,69%	Anual	59	-	**59**	-	-	-	-	-	**-**
Total										**397.680**	**773.292**	**1.170.972**	**1.265.664**	**303.483**	**278.951**	**497.305**	**1.590.089**	**3.935.492**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	al 31.12.2025 Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (1)	Canadá	US$	5,76%	5,62%	Al Vencimiento	670	44.862	**45.532**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato (Semiárido - Outras regiões)	Brasil	BRL	6,93%	6,72%	Mensual	1.957	5.804	**7.761**	9.489	3.163	-	-	-	**12.652**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	10,55%	10,07%	Mensual	2	7	**9**	9	9	9	-	-	**27**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú CCB	Brasil	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	47.502	-	**47.502**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Ampla I Ampla II	Japón	BRL	17,32%	16,08%	Al Vencimiento	2.580	36.498	**39.078**	23.724	-	-	-	-	**23.724**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Deutsche Bank 4131 - Ampla I- Ampla II	Alemania	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	1.730	-	**1.730**	62.046	-	-	-	-	**62.046**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP Paribas 4131 III	Francia	EUR	2,56%	2,53%	Al Vencimiento	199	32.401	**32.600**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	9,84%	9,84%	Al Vencimiento	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Comitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US$	0,56%	0,56%	Trimestral	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank III (1)	Canadá	US$	2,70%	2,66%	Al Vencimiento	510	55.915	**56.425**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole 4131 - Eletropaulo	Francia	EUR	3,59%	3,53%	Al Vencimiento	489	-	**489**	161.178	-	-	-	-	**161.178**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 II - Eletropaulo (1)	Japón	BRL	16,79%	15,62%	Al Vencimiento	2.350	27.373	**29.723**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14-18-26-56-72-104 (MUSD)	Luxemburgo	US$	5,74%	5,59%	Anual	2.647	15.448	**18.095**	22.400	22.400	22.400	22.400	164.797	**254.397**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 2-8 (MUSD)	Luxemburgo	US$	5,60%	5,46%	Anual	205	-	**205**	-	-	442	885	8.845	**10.172**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES Inovação (180 MBRL) Subcrédito A (TR)	Brasil	BRL	2,73%	2,70%	Mensual	67	-	**67**	1.974	3.948	3.948	3.948	19.080	**32.898**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES FINEM (180 MBRL) FINAME (240 MBRL) (IPCA)	Brasil	BRL	11,62%	11,05%	Mensual	591	-	**591**	4.573	9.145	9.145	9.145	48.931	**80.939**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	9,94%	9,51%	Mensual	302	296	**598**	2.592	2.978	2.978	2.978	12.078	**23.604**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11,37%	10,92%	Semestral	217	-	**217**	-	-	-	-	54.973	**54.973**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	9,04%	8,75%	Al Vencimiento	1.281	56.914	**58.195**	26.472	-	-	34.413	-	**60.885**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	10,10%	9,74%	Al Vencimiento	1.328	105.887	**107.215**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	9,97%	9,74%	Anual	1.709	33.090	**34.799**	13.237	13.237	13.236	-	-	**39.710**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,70%	10,37%	Al Vencimiento	8.934	68.826	**77.760**	92.651	259.423	-	-	205.156	**557.230**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11,14%	10,61%	Mensual	171	1.390	**1.561**	1.853	1.853	1.853	1.853	309	**7.721**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	13,02%	12,49%	Semestral	4.135	60.322	**64.457**	60.322	30.161	-	-	-	**90.483**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,83%	10,83%	Al Vencimiento	1.553	-	**1.553**	-	-	-	-	154.396	**154.396**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,88%	10,88%	Semestral	7.231	2.658	**9.889**	2.658	2.658	2.658	2.658	289.535	**300.167**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	10,85%	10,35%	Mensual	354	993	**1.347**	1.324	1.324	331	-	-	**2.979**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	11,24%	10,82%	Al Vencimiento	884	-	**884**	-	-	-	174.713	33.090	**207.803**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	International Finance Corporation	Japón	COP	12,38%	11,91%	Al Vencimiento	8.801	-	**8.801**	-	16.031	16.031	92.978	192.384	**317.424**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Itaú Colombia S.A.	Colombia	COP	11,86%	11,37%	Al Vencimiento	173	-	**173**	-	21.045	21.045	-	-	**42.090**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Popular S.A.	Colombia	COP	11,02%	10,64%	Al Vencimiento	845	-	**845**	-	-	79.415	-	-	**79.415**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	11,40%	10,84%	Mensual	4.562	13.738	**18.300**	18.447	18.607	18.779	18.965	83.278	**158.076**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	7,27%	7,04%	Semestral	10.381	2.060	**12.441**	12.440	12.440	12.440	12.440	31.143	**80.903**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	6,95%	6,74%	Semestral	-	1.772	**1.772**	3.682	3.682	3.682	3.682	5.590	**20.318**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Madrid	España	US$	7,58%	7,33%	Semestral	7.255	-	**7.255**	7.008	7.008	7.008	7.008	24.031	**52.063**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Soc. de Promotion et de Participation Pour la Cooperation Economique S.A.	Francia	EUR	2,30%	2,28%	Semestral	2.018	7.691	**9.709**	7.691	7.691	7.691	7.691	9.797	**40.561**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8,92%	8,56%	Mensual	3.414	9.404	**12.818**	13.241	13.470	13.906	13.861	169.286	**223.764**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U. - Santander Rio (1)	Argentina	ARS	69,75%	63,00%	Mensual	-	26.271	**26.271**	-	52.572	-	-	-	**52.572**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U. (1)	Argentina	ARS	40,51%	34,50%	Mensual	18.850	-	**18.850**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	BBVA	Argentina	ARS	61,17%	47,26%	Mensual	18.813	-	**18.813**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	PEN	4,89%	4,89%	Semestral	-	38.667	**38.667**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	US$	4,17%	4,17%	Semestral	-	31.043	**31.043**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Selt Engenharia Ltda	Brasil	BRL	18,80%	17,35%	Anual	31	-	**31**	-	-	-	-	-	**-**
Total										**164.750**	**679.330**	**844.080**	**549.011**	**502.845**	**236.997**	**409.618**	**1.506.699**	**3.205.170**

(1) Correspondiente a obligaciones relacionadas con determinados covenants, cuya porción No Corriente totalizan MUS$214.378 al 30 de septiembre de 2026 y MUS$52.572 al 31 de diciembre de 2025. Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros.

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.09.2026									
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,22%	4,00%	Sin Garantía	611.006	-	**611.006**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	12,23%	11,55%	Sin Garantía	15.211	-	**15.211**	-	117.778	163.782	78.721	46.059	**406.340**
Colombia	COP	9,85%	9,44%	Sin Garantía	3.003	75.573	**78.576**	60.450	60.458	97.472	-	-	**218.380**
Total					**629.220**	**75.573**	**704.793**	**60.450**	**178.236**	**261.254**	**78.721**	**46.059**	**624.720**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2025									
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,22%	4,00%	Sin Garantía	-	603.245	**603.245**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	12,40%	11,71%	Sin Garantía	196.201	201.602	**397.803**	52.466	52.395	56.915	153.105	212.958	**527.839**
Colombia	COP	8,87%	8,54%	Sin Garantía	2.406	-	**2.406**	119.112	-	52.943	85.355	-	**257.410**
Total					**198.607**	**804.847**	**1.003.454**	**171.578**	**52.395**	**109.858**	**238.460**	**212.958**	**785.249**

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.09.2026								
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,39%	10,83%	Al Vencimiento	3.210	-	**3.210**	-	-	46.059	37.092	46.059	**129.210**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	10,05%	9,68%	Al Vencimiento	1.052	-	**1.052**	-	-	48.366	-	-	**48.366**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	10,02%	9,58%	Al Vencimiento	381	-	**381**	-	60.458	-	-	-	**60.458**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	8,84%	8,51%	Al Vencimiento	652	75.573	**76.225**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	10,11%	9,65%	Al Vencimiento	288	-	**288**	60.450	-	-	-	-	**60.450**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo 16-14	Colombia	COP	10,65%	10,18%	Al Vencimiento	630	-	**630**	-	-	49.106	-	-	**49.106**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	877	-	**877**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	610.129	-	**610.129**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9,13%	8,77%	Anual	3.618	-	**3.618**	-	62.203	62.203	41.629	-	**166.035**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	17,56%	16,29%	Anual	8.383	-	**8.383**	-	55.575	55.520	-	-	**111.095**
Total										**629.220**	**75.573**	**704.793**	**60.450**	**178.236**	**261.254**	**78.721**	**46.059**	**624.720**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025									
										Vencimiento			Vencimiento						
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,46%	10,90%	Al Vencimiento	911	-	**911**	-	-	-	39.768	77.728	**117.496**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 9ª Emissao (1)	Brasil	BRL	17,25%	16,02%	Al Vencimiento	186.730	-	**186.730**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	9,08%	8,78%	Al Vencimiento	835	-	**835**	-	-	-	42.355	-	**42.355**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	9,05%	8,69%	Al Vencimiento	315	-	**315**	-	-	52.943	-	-	**52.943**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	7,88%	7,61%	Al Vencimiento	512	-	**512**	66.179	-	-	-	-	**66.179**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	9,13%	8,76%	Al Vencimiento	241	-	**241**	52.933	-	-	-	-	**52.933**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,67%	9,28%	Al Vencimiento	503	-	**503**	-	-	-	43.000	-	**43.000**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	863	**863**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	-	602.382	**602.382**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	8,93%	8,58%	Al Vencimiento	971	201.602	**202.573**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9,22%	8,85%	Anual	1.506	-	**1.506**	-	-	56.915	56.915	34.689	**148.519**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	17,46%	16,20%	Anual	3.949	-	**3.949**	52.466	52.395	-	-	-	**104.861**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,39%	10,84%	Anual	2.134	-	**2.134**	-	-	-	56.422	100.541	**156.963**
Total										**198.607**	**804.847**	**1.003.454**	**171.578**	**52.395**	**109.858**	**238.460**	**212.958**	**785.249**

(1) Correspondiente a obligaciones relacionadas con determinados covenants, cuya porción No Corriente totalizan MUS$406.340 al 30 de septiembre de 2026 y MUS$527.839 al 31 de diciembre de 2025. (Ver nota 35.4. Restricciones financieras ítem 2. Covenants Financieros).

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efeciva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.09.2026								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	14,78%	13,84%	Con Garantía	405.168	212.681	**617.849**	211.173	195.781	123.003	61.947	210.112	**802.016**
Total					**405.168**	**212.681**	**617.849**	**211.173**	**195.781**	**123.003**	**61.947**	**210.112**	**802.016**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2025								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	14,01%	13,15%	Con Garantía	10.998	349.533	**360.531**	20.982	198.341	181.806	91.713	90.317	**583.159**
Total					**10.998**	**349.533**	**360.531**	**20.982**	**198.341**	**181.806**	**91.713**	**90.317**	**583.159**

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.09.2026									
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debentures 1ª Emissão - 1ª Série/2ª Série (1)	Brasil	BRL	8,49%	8,17%	Anual	24.321	-	**24.321**	22.221	22.222	22.502	-	-	**66.945**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	2º Notas Comerciais - Enel Rio - 1800MBRL	Brasil	BRL	17,69%	16,40%	Al Vencimiento	347.304	-	**347.304**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A (Debêntures Damascena- Manicoba)	Brasil	BRL	16,05%	14,98%	Semestral	595	358	**953**	816	522	-	-	-	**1.338**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	12,04%	11,42%	Anual	5.167	-	**5.167**	-	-	-	61.947	112.346	**174.293**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 28ª Emissao - 1ª e 2ª série (1)	Brasil	BRL	12,86%	12,15%	Anual	317	-	**317**	188.136	76.384	-	-	-	**264.520**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 29ª Emissao (1)	Brasil	BRL	15,82%	14,77%	Al Vencimiento	19.091	-	**19.091**	-	-	-	-	97.766	**97.766**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 12ª Emissao (1)	Brasil	BRL	15,10%	14,14%	Al Vencimiento	8.373	-	**8.373**	-	96.653	100.501	-	-	**197.154**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	2º Emissão de Notas Comerciais	Brasil	BRL	16,56%	15,42%	Al Vencimiento	-	212.323	**212.323**	-	-	-	-	-	**-**
Total										**405.168**	**212.681**	**617.849**	**211.173**	**195.781**	**123.003**	**61.947**	**210.112**	**802.016**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025									
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debentures 1ª Emissão - 1ª Série/2ª Série (1)	Brasil	BRL	8,73%	8,40%	Anual	344	20.613	**20.957**	20.324	20.324	20.372	-	-	**61.020**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	1ª Nota Comercial - Enel Rio - 1800MBRL	Brasil	BRL	15,24%	14,27%	Al Vencimiento	-	327.929	**327.929**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A (Debêntures Damascena- Manicoba)	Brasil	BRL	14,43%	13,55%	Semestral	8	991	**999**	658	553	334	-	-	**1.545**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 28ª Emissao - 1ª e 2ª série (1)	Brasil	BRL	15,37%	14,36%	Al Vencimiento	6.597	-	**6.597**	-	177.464	69.855	-	-	**247.319**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 29ª Emissao (1)	Brasil	BRL	10,24%	9,79%	Anual	1.565	-	**1.565**	-	-	-	-	90.317	**90.317**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 12ª Emissao (1)	Brasil	BRL	14,15%	13,27%	Al Vencimiento	2.484	-	**2.484**	-	-	91.245	91.713	-	**182.958**
Total										**10.998**	**349.533**	**360.531**	**20.982**	**198.341**	**181.806**	**91.713**	**90.317**	**583.159**

(1) Correspondiente a obligaciones relacionadas con determinados covenants, cuya porción No Corriente totalizan MUS$800.678 al 30 de septiembre de 2026 y MUS$581.614 al 31 de diciembre de 2025. (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros)

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$ 2.783.483 (MUS$ 2.747.438 al 31 de diciembre de 2025). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.09.2026								
									Vencimiento			Vencimiento					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	17,91%	Anual	337	-	337	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Vicunha - Portobelo	Brasil	BRL	4,26%	Anual	-		-				1.397	-	1.397
Total									**337**	**-**	**337**	**-**	**-**	**-**	**1.397**	**-**	**1.397**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2025								
									Vencimiento			Vencimiento					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	19,63%	Anual	165	-	165	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Vicunha - Portobelo	Brasil	BRL	4,26%	Anual	-	-	-	-	-	1.174	-	-	1.174
Total									**165**	**-**	**165**	**-**	**-**	**1.174**	**-**	**-**	**1.174**

d) Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS$2.000.000, de los cuales MUS$400.000 corresponden a contratos con empresas relacionadas y MUS$1.600.000 con terceros. (MUS$ 1.000.000 al 31 de diciembre de 2025, de las cuales MUS$500.000 corresponden a contratos con empresas relacionadas y MUS$500.000 con terceros).

e) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	9,84%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	31,89%	74.291	148.230	**222.521**	173.286	143.905	-	-	-	**317.191**
Perú	PEN	4,73%	1.475	66.233	**67.708**	69.945	-	-	-	-	**69.945**
Colombia	COP	13,21%	179.553	288.445	**467.998**	764.452	307.749	376.145	542.107	1.246.872	**3.237.325**
Brasil	US$	7,15%	5.502	62.035	**67.537**	64.973	62.743	60.527	57.863	194.529	**440.635**
Brasil	BRL	12,53%	110.942	396.008	**506.950**	262.373	106.581	101.193	94.745	491.281	**1.056.173**
Brasil	EUR	4,46%	39.254	256.068	**295.322**	161.580	7.910	7.739	7.570	5.950	**190.749**
Brasil	CHF	1,68%	1.034	1.231	**2.265**	189.813	-	-	-	-	**189.813**
Total			**412.052**	**1.218.250**	**1.630.302**	**1.686.422**	**628.888**	**545.604**	**702.285**	**1.938.632**	**5.501.831**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	9,84%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	US$	0,56%	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	55,67%	45.567	53.984	**99.551**	53.968	20.567	-	-	-	**74.535**
Perú	PEN	4,89%	472	38.667	**39.139**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	4,17%	323	31.366	**31.689**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	10,73%	63.801	511.460	**575.261**	419.029	529.695	293.849	451.304	1.153.573	**2.847.450**
Brasil	US$	5,79%	19.156	147.313	**166.469**	67.790	65.209	62.952	60.715	273.743	**530.409**
Brasil	BRL	10,36%	76.279	141.139	**217.418**	181.450	87.968	80.998	76.811	445.400	**872.627**
Brasil	EUR	3,14%	1.895	45.672	**47.567**	173.935	8.375	8.194	8.018	9.960	**208.482**
Total			**207.502**	**969.601**	**1.177.103**	**896.172**	**711.814**	**445.993**	**596.848**	**1.882.676**	**4.533.503**

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,00%	602.935	-	**602.935**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	9,44%	11.251	91.967	**103.218**	77.361	72.623	102.383	-	-	**252.367**
Brasil	BRL	13,31%	422.879	340.027	**762.906**	400.631	406.259	339.971	172.023	266.779	**1.585.663**
Total			**1.037.065**	**431.994**	**1.469.059**	**477.992**	**478.882**	**442.354**	**172.023**	**266.779**	**1.838.030**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US$	4,00%	6.014	614.763	**620.777**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	8,54%	5.743	17.548	**23.291**	140.958	13.080	62.278	88.503	-	**304.819**
Brasil	BRL	12,43%	225.378	660.247	**885.625**	209.167	357.273	309.296	289.748	366.712	**1.532.196**
Total			**237.135**	**1.292.558**	**1.529.693**	**350.125**	**370.353**	**371.574**	**378.251**	**366.712**	**1.837.015**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	6,92%	337	-	**337**	-	-	-	1.397	-	**1.397**
Total			**337**	**-**	**337**	**-**	**-**	**-**	**1.397**	**-**	**1.397**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	6,14%	165	-	**165**	-	-	1.174	-	-	**1.174**
Total			**165**	**-**	**165**	**-**	**-**	**1.174**	**-**	**-**	**1.174**

20. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos por arrendamientos	78.236	72.999	279.486	289.773
Total	**78.236**	**72.999**	**279.486**	**289.773**

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 30.09.2026							
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13,22%	Mensual	719	1.626	**2.345**	2.204	2.277	2.352	2.430	14.848	**24.111**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	12,31%	Anual	561	34	**595**	70	41	47	52	2.321	**2.531**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	13,21%	Anual	117	17	**134**	54	33	37	41	3.210	**3.375**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	64	10	**74**	31	19	21	24	1.731	**1.826**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Isa Intercolombia S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,61%	Mensual	14	25	**39**	87	49	53	275	448	**912**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Ines Mecado Bruges	Colombia	COP	12,90%	Anual	12	5	**17**	17	10	11	13	881	**932**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	47	7	**54**	23	14	16	18	1.280	**1.351**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S	Colombia	COP	12,87%	Anual	751	24	**775**	78	47	53	60	6.242	**6.480**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	12,69%	Anual	30	14	**44**	46	27	31	35	2.367	**2.506**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13,12%	Anual	167	13	**180**	42	25	28	32	2.819	**2.946**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	12,88%	Mensual	153	188	**341**	768	470	539	2.772	618	**5.167**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	12,89%	Mensual	147	181	**328**	736	451	517	2.588	593	**4.885**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General de actividades y suministros S.A.S.	Colombia	COP	12,88%	Mensual	99	111	**210**	457	280	321	1.717	368	**3.143**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	12,77%	Anual	171	12	**183**	37	21	24	28	1.889	**1.999**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	13,06%	Anual	34	10	**44**	32	19	21	25	1.903	**2.000**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	503	1.459	**1.962**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Trans Sabana S.A.S.	Colombia	COP	13,30%	Mensual	218	544	**762**	1.858	358	-	-	-	**2.216**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S.	Colombia	COP	12,55%	Mensual	132	350	**482**	988	321	245	-	-	**1.554**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,19%	Mensual	326	931	**1.257**	332	92	104	-	-	**528**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13,12%	Trimestral	4	-	**4**	4	2	3	3	149	**161**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13,42%	Anual	149	15	**164**	46	27	31	35	2.558	**2.697**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,95%	Semestral	6	2	**8**	7	4	5	5	235	**256**
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,31%	Mensual	2	6	**8**	16	-	-	-	-	**16**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	15,40%	Mensual	529	1.973	**2.502**	2.453	3.060	3.106	2.909	-	**11.528**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.058	528	**1.586**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	13,41%	Mensual	310	1.580	**1.890**	1.599	509	-	-	-	**2.108**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	670	12.303	**12.973**	24.241	12.409	-	-	-	**36.650**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	13,57%	Mensual	119	429	**548**	428	157	114	33	-	**732**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Rec. Regis. Empreendimentos	Brasil	BRL	15,01%	Mensual	110	262	**372**	329	414	481	558	2.845	**4.627**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Otros Acreedores	Brasil	BRL	13,38%	Mensual	19	81	**100**	97	106	14	6	-	**223**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,20%	Mensual	94	187	**281**	227	224	78	77	3.935	**4.541**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	13.443	4.961	**18.404**	7.919	3.155	-	-	-	**11.074**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	11,90%	Mensual	363	1.725	**2.088**	1.705	-	-	-	-	**1.705**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	15,32%	Mensual	171	528	**699**	400	486	367	223	1	**1.477**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	13,43%	Mensual	305	1.286	**1.591**	472	445	363	281	166	**1.727**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	304	657	**811**	816	1.019	91	-	-	**1.926**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,61%	Mensual	1.074	3.580	**4.654**	1.865	-	-	-	-	**1.865**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	752	3.623	**4.375**	5.125	3.481	-	-	-	**8.606**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,14%	Mensual	11	49	**60**	59	51	10	7	-	**127**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	RDA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	1.845	**1.845**	-	-	4.973	-	-	**4.973**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	OLCA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	1.585	**1.585**	-	-	4.278	-	-	**4.278**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	MPC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	908	**908**	-	-	2.451	-	-	**2.451**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Alliance	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	641	**641**	-	-	1.732	-	-	**1.732**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	JTC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	297	**297**	-	-	802	-	-	**802**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	36,80%	Mensual	4	61	**65**	80	150	-	-	193	**423**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	1,00%	Anual	53	-	**53**	-	37	-	-	-	**37**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	5,32%	Mensual	262	578	**840**	163	160	30	-	-	**353**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Renta Autos S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	399	-	**399**	-	-	-	-	670	**670**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	741	-	**741**	-	-	-	-	1.243	**1.243**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	54	131	**185**	69	69	66	145	912	**1.261**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	77	198	**275**	72	72	72	160	934	**1.310**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	126	220	**346**	272	272	272	347	1.308	**2.471**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	47	-	**47**	-	-	-	-	1.087	**1.087**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	66	-	**66**	-	-	-	-	1.535	**1.535**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	44	-	**44**	-	-	-	-	1.023	**1.023**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US$	9,68%	Anual	41	-	**41**	-	-	-	-	959	**959**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	32	-	**32**	-	-	-	-	736	**736**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	6,69%	Mensual	36	113	**149**	159	170	101	83	98	**611**
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,04%	Mensual	30	135	**165**	160	122	-	-	-	**282**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	384	1.390	**1.774**	2.982	3.479	273	-	-	**6.734**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	85	39	**124**	28	16	18	22	936	**1.020**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	63	42	**105**	37	31	37	42	649	**796**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	36	48	**84**	60	74	87	101	1.964	**2.286**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Productores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	13,50%	Mensual	20	7	**27**	7	11	11	14	1.516	**1.559**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	24	9	**33**	9	12	15	18	1.867	**1.921**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	19	9	**28**	12	15	17	19	1.349	**1.412**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	24	21	**45**	27	33	39	45	1.488	**1.632**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	41	52	**93**	66	82	95	111	2.304	**2.858**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	59	37	**96**	46	57	64	71	4.976	**5.214**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	33	21	**54**	26	31	35	40	2.729	**2.861**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	4	4	4	1.107	**1.121**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	3	3	4	1.111	**1.123**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	481	100	**581**	602	607	185	334	149	**1.677**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antônio Felisberto Filho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	11	**41**	19	20	20	20	3.013	**3.092**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - F	Brasil	BRL	11,15%	Mensual	124	452	**576**	578	730	851	894	34	**3.087**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	14	2	**16**	4	4	5	5	1.420	**1.438**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Silvia Maria Pinto de Carvalho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	34	-	**34**	12	-	-	2	912	**926**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao dos pequeos productores rurai	Brasil	BRL	11,87%	Mensual	15	6	**21**	6	9	9	12	1.197	**1.233**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	16,74%	Anual	216	877	**1.093**	555	64	73	83	1.242	**2.017**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	160	-	**160**	61	35	35	61	2.001	**2.193**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,21%	Mensual	796	761	**1.557**	611	14	588	681	42.647	**44.541**
Total									**28.300**	**49.936**	**78.236**	**62.395**	**36.486**	**26.324**	**17.565**	**136.716**	**279.486**

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2025								
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7,90%	Mensual	614	1.343	**1.957**	1.883	1.946	2.010	2.077	10.919	**18.835**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	12,31%	Anual	394	6	**400**	63	32	35	40	1.933	**2.103**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	13,21%	Anual	189	13	**202**	40	24	27	31	2.660	**2.782**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	104	7	**111**	23	14	16	18	1.460	**1.531**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	13,21%	Anual	77	5	**82**	17	10	12	13	1.080	**1.132**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S	Colombia	COP	12,87%	Anual	106	20	**126**	63	37	42	48	5.487	**5.677**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	12,69%	Anual	87	10	**97**	35	21	24	26	1.958	**2.064**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13,12%	Anual	211	9	**220**	32	20	21	23	2.282	**2.378**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	12,24%	Mensual	142	211	**353**	639	384	435	492	2.766	**4.716**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	12,25%	Mensual	105	131	**236**	522	314	355	402	2.207	**3.800**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General de actividades y suministros S.A.S.	Colombia	COP	12,24%	Mensual	79	95	**174**	380	229	259	293	1.705	**2.866**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	12,20%	Anual	196	10	**206**	29	18	19	22	1.626	**1.714**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	13,06%	Anual	82	7	**89**	25	15	16	19	1.650	**1.725**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	537	1.527	**2.064**	936	-	-	-	-	**936**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Trans Sabana S.A.S.	Colombia	COP	12,13%	Mensual	156	383	**539**	1.293	777	70	-	-	**2.140**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,06%	Mensual	544	1.474	**2.018**	1.756	482	355	226	622	**3.441**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13,12%	Trimestral	3	-	**3**	3	2	2	2	132	**141**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,91%	Anual	240	15	**255**	50	31	35	38	2.991	**3.145**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,95%	Semestral	12	1	**13**	5	3	3	4	200	**215**
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,31%	Mensual	7	-	**7**	16	5	-	-	-	**21**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A.	Brasil	BRL	16,53%	Mensual	481	1.677	**2.158**	2.288	2.398	2.924	3.003	1.955	**12.568**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ISL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.302	5.810	**7.112**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	15,30%	Mensual	309	1.338	**1.647**	1.830	1.314	196	-	-	**3.340**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	2.639	14.542	**17.181**	14.901	16.154	3.194	-	-	**34.249**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	13,39%	Mensual	150	517	**667**	475	327	137	99	8	**1.046**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Rec. Regis. Empreendimentos	Brasil	BRL	15,01%	Mensual	102	222	**324**	305	322	405	471	3.088	**4.591**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14,26%	Mensual	17	68	**85**	89	98	79	7	3	**276**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,84%	Mensual	87	160	**247**	215	229	169	74	3.849	**4.536**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	1.004	5.411	**6.415**	5.770	6.144	1.135	-	-	**13.049**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	11,90%	Mensual	330	1.490	**1.820**	1.993	1.089	-	-	-	**3.082**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	17,77%	Mensual	180	726	**906**	532	386	444	344	119	**1.825**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	14,59%	Mensual	338	857	**1.195**	498	423	417	317	347	**2.002**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	139	559	**698**	762	798	820	-	-	**2.380**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,60%	Mensual	976	4.650	**5.626**	3.465	1.191	-	-	-	**4.656**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	772	4.155	**4.927**	4.276	4.726	935	-	-	**9.937**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	10	41	**51**	55	60	33	9	4	**161**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	RDA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	272	**272**	-	-	-	6.693	-	**6.693**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	OLCA	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	234	**234**	-	-	-	5.755	-	**5.755**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	MPC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	134	**134**	-	-	-	3.297	-	**3.297**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ALLIANCE	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	95	**95**	-	-	-	2.330	-	**2.330**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	JTC	Argentina	ARS	43,81%	Mensual	-	44	**44**	-	-	-	1.080	-	**1.080**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	42,15%	Mensual	-	4	**4**	72	38	-	-	-	**110**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	PEN	4,89%	Semestral	1.360	-	**1.360**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	US$	4,17%	Semestral	299	-	**299**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Mareauto S.A. (leasing)	Perú	PEN	1,00%	Anual	52	-	**52**	-	84	-	-	-	**84**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	5,32%	Mensual	264	586	**850**	293	288	77	-	-	**658**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Renta Autos S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	336	-	**336**	-	-	-	-	677	**677**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	623	-	**623**	-	-	-	-	1.257	**1.257**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	58	140	**198**	71	71	68	147	929	**1.286**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	82	212	**294**	74	74	74	163	950	**1.335**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	134	237	**371**	277	277	277	353	1.330	**2.514**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Institudo Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	45	-	**45**	-	-	-	-	1.098	**1.098**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	63	-	**63**	-	-	-	-	1.550	**1.550**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	42	-	**42**	-	-	-	-	1.033	**1.033**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US$	9,68%	Anual	39	-	**39**	-	-	-	-	968	**968**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	30	-	**30**	-	-	-	-	742	**742**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	6,69%	Mensual	34	107	**141**	151	162	171	78	161	**723**
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,04%	Mensual	7	-	**7**	284	165	66	-	-	**515**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	338	1.149	**1.487**	1.845	1.939	2.047	-	-	**5.831**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	157	-	**157**	11	26	15	18	942	**1.012**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	126	-	**126**	23	35	31	35	675	**799**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	34	40	**74**	55	58	73	85	1.929	**2.200**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Productores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	13,50%	Mensual	20	4	**24**	7	7	11	11	1.438	**1.474**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Emprendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	24	6	**30**	9	9	12	15	1.777	**1.822**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	17	8	**25**	11	12	14	17	1.287	**1.341**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	23	19	**42**	25	27	33	39	1.438	**1.562**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	40	45	**85**	60	65	80	94	2.259	**2.558**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	55	34	**89**	45	46	56	62	4.748	**4.957**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	18	**48**	24	25	30	35	2.604	**2.718**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	2	4	4	1.049	**1.061**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	2	3	3	1.052	**1.062**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	542	1.068	**1.610**	1.208	1.392	1.479	2.020	2.534	**8.633**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	13,77%	Mensual	196	671	**867**	1.636	1.687	307	-	-	**3.630**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antônio Felisberto Filho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	10	**40**	11	11	20	20	2.865	**2.927**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - F	Brasil	BRL	11,15%	Mensual	113	387	**500**	534	567	716	885	200	**2.902**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	14	2	**16**	4	4	4	5	1.346	**1.363**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Silvia Maria Pinto de Carvalho	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	32	-	**32**	-	12	-	-	862	**874**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	16,74%	Anual	252	663	**915**	728	69	61	71	1.293	**2.222**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	-	70	**70**	35	61	35	35	1.842	**2.008**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,23%	Mensual	566	426	**992**	483	343	418	474	42.334	**44.052**
Total									**18.820**	**54.179**	**72.999**	**53.244**	**47.581**	**20.806**	**31.922**	**136.220**	**289.773**

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2026								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	43,51%	3.192	9.086	**12.278**	10.153	8.622	5.433	179	1.140	**25.527**
Perú	PEN	1,00%	15	43	**58**	38	-	-	-	-	**38**
Colombia	COP	13,02%	4.594	11.884	**16.478**	17.160	15.801	13.944	12.522	81.363	**140.790**
Brasil	BRL	14,41%	20.311	53.679	**73.990**	78.346	42.008	21.186	18.265	519.204	**679.009**
Panamá	US$	8,25%	1.577	294	**1.871**	746	721	641	619	7.801	**10.528**
Guatemala	US$	8,01%	504	1.488	**1.992**	4.732	884	559	467	2.996	**9.638**
Costa Rica	US$	7,41%	51	146	**197**	213	202	124	88	87	**714**
Total			**30.244**	**76.620**	**106.864**	**111.388**	**68.238**	**41.887**	**32.140**	**612.591**	**866.244**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2025								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	2.133	6.495	**8.628**	14.351	9.741	6.044	1.998	-	**32.134**
Perú	US$	4,17%	299	-	**299**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,54%	15	44	**59**	59	28	-	-	-	**87**
Colombia	COP	11,10%	3.927	11.619	**15.546**	16.183	13.731	12.550	10.960	71.196	**124.620**
Brasil	BRL	14,26%	21.808	64.898	**86.706**	67.413	61.530	24.686	18.021	542.878	**714.528**
Panamá	US$	8,13%	125	1.836	**1.961**	942	901	711	686	8.462	**11.702**
Guatemala	US$	8,03%	485	1.330	**1.815**	4.105	1.067	886	489	3.670	**10.217**
Costa Rica	US$	7,34%	49	146	**195**	192	166	158	148	227	**891**
Total			**28.841**	**86.368**	**115.209**	**103.245**	**87.164**	**45.035**	**32.302**	**626.433**	**894.179**

21. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macrocategorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 38 subcategorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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

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

21.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	al 30.09.2026 %	al 31.12.2025 %
Tasa de interés fija	32%	22%

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.

21.2 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 2026, la gestión del riesgo de tipo de cambio se mantuvo en línea con la política de gestión de riesgos previamente mencionada, sin dificultades de acceso al mercado de derivados.

21.3 Riesgo de commodities

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo Enel Américas continúa expuesto al riesgo de variaciones en los precios de ciertos commodities, principalmente a través de:

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

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo ha logrado minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2026.

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

Al 30 de septiembre de 2026, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía destinadas a la cobertura del portafolio de contratación.

21.4 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 2026, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.249.242 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 2.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2025, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de MUS$ 1.904.403 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional.

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo Enel Américas presenta un capital de trabajo negativo, explicado principalmente por un mayor nivel de pasivos financieros corrientes. No obstante lo anterior, la Administración considera que el riesgo de liquidez se encuentra adecuadamente gestionado en atención a (i) la disponibilidad de efectivo y otros medios, (ii) la generación recurrente de flujos de efectivo provenientes de las operaciones y (iii) el acceso histórico y esperado del Grupo a los mercados de deuda y de capitales.

21.5 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).

21.6 Medición del riesgo

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

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

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

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

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

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS$ 434.820.

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.

22. Instrumentos financieros

22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	4.236.648	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	18.692	-	-
Instrumentos derivados	544	-	-	3.136
Otros activos de carácter financiero	8.988	206.379	-	-
Total Corriente	**9.532**	**4.461.719**	**-**	**3.136**
Instrumentos de patrimonio	-	-	24.484	-
Cuentas por cobrar no corrientes	-	329.872	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	2	-	-
Instrumentos derivados	79.416	-	-	43.622
Otros activos de carácter financiero	6.678.906	378.911	-	-
Total No Corriente	**6.758.322**	**708.785**	**24.484**	**43.622**
Total	**6.767.854**	**5.170.504**	**24.484**	**46.758**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	3.352.854	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	17.558	-	-
Instrumentos derivados	56.511	-	-	9.754
Otros activos de carácter financiero	63.371	29.322	-	-
Total Corriente	**119.882**	**3.399.734**	**-**	**9.754**
Instrumentos de patrimonio	-	-	18.468	-
Cuentas por cobrar no corrientes	-	378.594	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	2	-	-
Instrumentos derivados	71.248	-	-	62.693
Otros activos de carácter financiero	5.394.683	353.765	-	-
Total No Corriente	**5.465.931**	**732.361**	**18.468**	**62.693**
Total	**5.585.813**	**4.132.095**	**18.468**	**72.447**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	2.493.951	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.454.397	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	479.248	-
Instrumentos derivados	65.708	-	57.574
Otros pasivos de carácter financiero	581	78.236	-
Total Corriente	**66.289**	**7.505.832**	**57.574**
Préstamos que devengan interés	-	5.363.625	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	1.602.766	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	19.545	
Instrumentos derivados	36.111	-	3.897
Otros pasivos de carácter financiero	-	279.486	-
Total No Corriente	**36.111**	**7.265.422**	**3.897**
Total	**102.400**	**14.771.254**	**61.471**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	2.208.230	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.026.883	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	675.916	-
Instrumentos derivados	33.033	-	5.701
Otros pasivos de carácter financiero	246	72.999	-
Total Corriente	**33.279**	**6.984.028**	**5.701**
Préstamos que devengan interés	-	4.574.752	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	1.524.090	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	23.745	-
Instrumentos derivados	733	-	76
Otros pasivos de carácter financiero	-	289.773	-
Total No Corriente	**733**	**6.412.360**	**76**
Total	**34.012**	**13.396.388**	**5.777**

22.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	**3.081**	**66.929**	**25.235**	**583**	**61.972**	**36.465**	**12.983**	**74**
Cobertura flujos de caja	2.946	96	1.158	-	6.633	-	-	-
Cobertura de valor razonable	135	66.833	24.077	583	55.339	36.465	12.983	74
Cobertura de tipo de cambio:	**599**	**56.109**	**98.047**	**39.425**	**4.293**	**97.476**	**25.751**	**735**
Cobertura de flujos de caja	55	43.526	49.489	736	727	62.693	16.606	75
Cobertura de valor razonable	544	12.583	48.558	38.689	3.566	34.783	9.145	660
Total	**3.680**	**123.038**	**123.282**	**40.008**	**66.265**	**133.941**	**38.734**	**809**

A su vez, de forma complementaria se presenta el detalle de los instrumentos y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
			Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos de cobertura de deuda	3.625	123.030	35.117	40.008	65.538	133.941	36.891	803
Instrumentos de cobertura de inversión	-	-	841	-	282	-	688	-
Instrumentos de cobertura de ingresos operacionales	55	8	46.503	-	-	-	1.155	6
Instrumentos de cobertura de dividendos	-	-	40.821	-	445	-	-	-
TOTAL	**3.680**	**123.038**	**123.282**	**40.008**	**66.265**	**133.941**	**38.734**	**809**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	
			al 30.09.2026	al 31.12.2025
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	52.751	85.453
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones Garantizadas (Bonos)	(8.556)	-
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(73)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(29.629)	77.065
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones Garantizadas (Bonos)	(7.376)	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(660)
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos	(40.821)	445
FORWARD	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas	(3)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(2.097)	(1.161)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	(841)	(406)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

En las coberturas de valor razonable no existen partidas registradas en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura	5.241	-	581	-	4.089	-	246	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	**44.192**	**1.097.662**	**9.681**	**82.122**	**106.270**	**148.768**	**409.446**	**1.853.949**
Cobertura de flujos de caja	1.884	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de valor razonable	42.308	1.097.662	9.681	82.122	106.270	148.768	409.446	1.853.949
Cobertura de tipo de cambio:	**(80.764)**	**1.089.445**	**467.710**	**38.470**	**39.355**	**39.355**	**203.415**	**1.877.750**
Cobertura de flujos de caja	(6.644)	737.160	33.035	16.517	17.402	17.402	42.906	864.422
Cobertura de valor razonable	(74.120)	352.285	434.675	21.953	21.953	21.953	160.509	1.013.328
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.660	-	-	-	-	-	-	-
Total	**(31.912)**	**2.187.107**	**477.391**	**120.592**	**145.625**	**188.123**	**612.861**	**3.731.699**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	**85.380**	**574.223**	**4.554**	**9.108**	**77.260**	**99.977**	**520.609**	**1.285.731**
Cobertura de flujos de caja	6.633	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de valor razonable	78.747	574.223	4.554	9.108	77.260	99.977	520.609	1.285.731
Cobertura de tipo de cambio:	**75.283**	**334.455**	**239.969**	**36.192**	**36.939**	**37.025**	**210.468**	**895.048**
Cobertura de flujos de caja	46.739	245.725	35.084	15.539	16.286	16.372	48.222	377.228
Cobertura de valor razonable	28.544	88.730	204.885	20.653	20.653	20.653	162.246	517.820
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.843	37.942	-	-	-	-	-	37.942
Total	**164.506**	**946.620**	**244.523**	**45.300**	**114.199**	**137.002**	**731.077**	**2.218.721**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en la nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**46.623**	-	46.623	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**80.095**	-	80.095	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**5.241**	-	5.241	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**24.484**	-	24.484	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**6.682.653**	4.903	6.677.750	-
Total	**6.839.096**	**4.903**	**6.834.193**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**51.383**	-	51.383	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**111.907**	-	111.907	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**581**	-	581	-
Total	**163.871**	**-**	**163.871**	**-**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**70.053**	-	70.053	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**130.153**	-	130.153	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**4.089**	-	4.089	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**18.468**	-	18.468	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**5.453.965**	59.285	5.394.680	-
Total	**5.676.728**	**59.285**	**5.617.443**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**16.681**	-	16.681	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**22.862**	-	22.862	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**246**	-	246	-
Total	**39.789**	**-**	**39.789**	**-**

23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Deudores comerciales				
Proveedores por compra de energía	956.638	1.095.710	6.846	5.843
Proveedores por compra de combustibles y gas	889	886	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.383.334	1.261.813	40.516	32.531
Cuentas por pagar por compra de activos	124.185	127.703	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	279.599	201.923	272.975	267.794
Sub total	**2.744.645**	**2.688.035**	**320.337**	**306.168**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	238.765	43.559	-	-
Multas y reclamaciones (2)	37.586	74.866	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	33.158	101.584	48.467	63.350
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	48.647	35.069	-	-
Cuentas por pagar al personal	176.172	170.323	-	-
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	97.166	128.283	870.757	867.337
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	523.051	381.742	242.248	179.833
Cuentas por pagar "baja renta" (5)	250.472	122.348	-	-
Generación Distribuida Brasil	80.533	61.489	-	-
Compensación mercado regulado Brasil	110.119	73.599	7.096	4.411
Obligación con UAESP (6)	-	-	83.318	60.800
Otras cuentas por pagar	162.730	181.055	30.543	42.191
Sub total	**1.758.399**	**1.373.917**	**1.282.429**	**1.217.922**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**4.503.044**	**4.061.952**	**1.602.766**	**1.524.090**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2026, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS$240.673 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$157.278 al 31 de diciembre de 2025), MUS$271.693 de cuentas por pagar por compra de energía refinanciadas según las actas acuerdo de regularización de obligaciones (MUS$267.539 al 31 de diciembre de 2025) y MUS$40.208 correspondiente a Beneficio Tasa Subsidiada (MUS$44.900 al 31 de diciembre de 2025). Ver nota 35.5.a) (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador (ENRE) por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública, incluye la actualización financiera de dichas multas.

(3) Ver nota 8, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 9 Activos sectoriales Brasil.

(5) Corresponde al monto que se transferirá a los clientes, producto de los descuentos aplicados a las tarifas energéticas de clases específicas de consumidores. Los recursos provienen de la Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE"), y son aprobados por ANEEL en el proceso de reajuste anual de tarifas. En julio de 2025, la ANEEL definió el monto anual del subsidio del CDE destinado a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, y Enel Distribución Sao Paulo, a ser transferido por el organismo encargado de tal fin (CCEE).

(6) Corresponde a acuerdo alcanzado con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP) por parte de nuestra subsidiaria Enel Colombia (ver nota 35.3.61).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, se expone en Anexo 4.

24. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Por reclamaciones legales (*)	31.422	44.473	459.265	405.461
Provisiones por Impuestos	3.127	2.833	82.852	80.186
Por desmantelamiento o restauración (**)	1.028	1.434	18.065	16.352
Provisión Medio Ambiente (***)	46.079	60.674	259.351	211.548
Otras provisiones	143.386	105.107	53.191	51.667
Total	**225.042**	**214.521**	**872.724**	**765.214**

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 35.3.

(**) Al 30 de septiembre de 2026, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de subsidiarias de generación de energías renovables de Brasil.

(***) Corresponde principalmente a obligaciones medioambientales de la subsidiaria Enel Colombia S.A., donde destacan: Central Hidroeléctrica El Quimbo: Obligaciones derivadas de la licencia ambiental y obras para el proyecto, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central; Plan de compensación Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR): Plan de compensación asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación; Parque Solar El Paso: las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2026	**449.934**	**83.019**	**17.786**	**428.996**	**979.735**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	132.278	749	(1.025)	74.597	**206.599**
Provisión Utilizada	(114.778)	(471)	(31)	(75.768)	**(191.048)**
Actualización efectos	57.326	258	1.202	31.098	**89.884**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	20.497	4.805	1.161	46.036	**72.499**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(54.570)	(2.381)	-	(2.952)	**(59.903)**
Total Movimientos en Provisiones	**40.753**	**2.960**	**1.307**	**73.011**	**118.031**
Saldo final al 30.09.2026	**490.687**	**85.979**	**19.093**	**502.007**	**1.097.766**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2025	**370.530**	**75.200**	**12.887**	**300.405**	**759.022**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	135.360	(310)	3.853	109.552	**248.455**
Provisión Utilizada	(127.717)	(763)	(1.566)	(57.880)	**(187.926)**
Actualización efectos	81.131	361	933	46.006	**128.431**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	41.994	8.533	1.679	42.692	**94.898**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(51.364)	(2)	-	(11.779)	**(63.145)**
Total Movimientos en Provisiones	**79.404**	**7.819**	**4.899**	**128.591**	**220.713**
Saldo final al 31.12.2025	**449.934**	**83.019**	**17.786**	**428.996**	**979.735**

25. Obligaciones por beneficios post empleo

25.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Panamá y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Plan de salud: De acuerdo con el convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Rio S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.) y Enel Colombia.

b) Otros Beneficios:

- Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Colombia.

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

- Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Enel Colombia.

- Planes de Educación y Energía: De acuerdo con el Convenio Colectivo, Enel Colombia otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Obligaciones post empleo	2.915.281	2.775.055
(-) Plan de activos (*)	(2.809.349)	(2.499.466)
Total	**105.932**	**275.589**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	121.879	85.550
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	160.470	34.786
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**388.281**	**395.925**

(i) Obligaciones Post Empleo, neto

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Planes de Pensión	281.968	297.031
Planes de Salud	85.368	80.515
Otros Planes	20.945	18.379
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**388.281**	**395.925**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Río S.A. y Enel Sao Paulo S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$16.301 , MUS$1.371 y MUS$104.207, respectivamente al 30 de septiembre de 2026 (MUS$68.924 y MUS$16.626 al 31 de diciembre de 2025, correspondiente a Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A., respectivamente). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14- El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo con las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A. y en Enel Distribución Sao Paulo S.A., de acuerdo con lo establecido por la CINIIF 14, al 30 de septiembre de 2026 se registraron MUS$10.905 y MUS$149.565, respectivamente (MUS$10.667 y MUS$24.119 al 31 de diciembre de 2025, respectivamente) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasiletros (institución de fondos de pensiones que gestiona los planes complementarios para los empleados y jubilados) y Enel Distribución Sao Paulo firmó con Vivest (entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados en los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.615	2.132
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	255.872	260.010
Ingresos por intereses activos del plan	(228.549)	(204.324)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	9.836	7.812
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**38.774**	**65.630**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	(41.626)	61.322
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**(2.852)**	**126.952**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2025	**867.140**
Costo Neto por Intereses	66.657
Costos de los Servicios en el Período	2.728
Beneficios Pagados en el Período	(15.174)
Aportaciones del Período	(390.857)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	17.294
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(234.182)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	39.289
Cambios del Límite de Activo	(20.104)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(23.114)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(11.130)
Traspaso del personal	1.131
Diferencias de conversión	96.247
Saldo final al 31.12.2025	**395.925**
Costo Neto por Intereses	37.159
Costos de los Servicios en el Período	1.615
Beneficios Pagados en el Período	(10.521)
Aportaciones del Período	(23.390)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(116.712)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(91.224)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	20.466
Cambios del Límite de Activo	24.159
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	121.685
Diferencias de conversión	29.119
Saldo final al 30.09.2026	**388.281**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los periodos terminado al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2025	**2.656.290**
Costo del servicio corriente	2.728
Costo por intereses	344.861
Aportaciones Efectuadas por los participantes	63
Diferencia de conversión de moneda extranjera	330.631
Contribuciones pagadas	(332.631)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(11.130)
Traspaso del personal	1.131
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	17.294
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(234.182)
Saldo final al 31.12.2025	**2.775.055**
Costo del servicio corriente	1.615
Costo por intereses	255.872
Diferencia de conversión de moneda extranjera	170.102
Contribuciones pagadas	(79.427)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(116.712)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(91.224)
Saldo final al 30.09.2026	**2.915.281**

Al 30 de septiembre de 2026, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,03% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,04% al 31 de diciembre de 2025), en un 95,92% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,25% al 31 de diciembre de 2025), en un 3,55% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,23% al 31 de diciembre de 2025), en un 0,49% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,47% al 31 de diciembre de 2025) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de Enel Panamá (0,01% al 31 de diciembre de 2025).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2025	**(1.920.053)**
Ingresos por intereses	(294.662)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	39.289
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(250.577)
Aportaciones del empleador	(390.857)
Aportaciones pagadas	(63)
Contribuciones pagadas	317.457
Saldo final al 31.12.2025	**(2.499.466)**
Ingresos por intereses	(228.549)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	20.466
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(147.316)
Aportaciones del empleador	(23.390)
Contribuciones pagadas	68.906
Saldo final al 30.09.2026	**(2.809.349)**

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.09.2026		al 31.12.2025	
Acciones (renta variable)	12.028	0,43%	14.571	0,58%
Activos de renta fija	2.714.054	96,61%	2.402.745	96,13%
Inversiones inmobiliarias	34.609	1,23%	38.245	1,53%
Otros	48.658	1,73%	43.905	1,76%
Total	**2.809.349**	**100%**	**2.499.466**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará S.A. mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará S.A. y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río S.A., (iii) Vivest, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Inmuebles	29.429	27.893
Total	**29.429**	**27.893**

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2025	**83.762**
Intereses de Activo no reconocidos	11.380
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(20.104)
Diferencias de Conversión	10.512
Saldo final al 31.12.2025	**85.550**
Intereses de Activo no reconocidos	7.595
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	24.159
Diferencias de Conversión	4.575
Saldo final al 30.09.2026	**121.879**

25.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Tasas de descuento utilizadas	5,33%	5,33%	12,08% - 12,67%	12,08% - 12,66%	9,37% - 12,82%	9,52% - 12,96%	29,43%	29,43%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	5,02% - 5,55 %	5,02% - 5,55 %	5,10%	5,20%	22,10%	22,10%
Tablas de mortalidad	CB-H-2020 y RV-M-2020	CB-H-2020 y RV-M-2020	AT2000	AT2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	8,57%	8,57%	12,63%	12,63%	7,83%	7,83%	1,33%	1,33%

- Sensibilización:

Al 30 de septiembre de 2026 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS$215.150 en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$261.706 en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de septiembre de 2026 y 2025 fueron de MUS$4.981 y MUS$4.991, respectivamente.

- Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS$229.516.

- Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,25 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	331.111
2	297.800
3	290.037
4	283.257
5	275.651
6 a 10	1.250.067

- Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:

Vivest, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo S.A., por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El 2 de mayo de 2019 (vigente a partir del 1 junio de 2019) se aprobó el cierre del plan para el ingreso de nuevos participantes, los que ya estaban continúan con las mismas condiciones anteriores. Por otra parte, el ente regulador (PREVIC) aprobó la apertura del nuevo plan de Contribución definida para la incorporación de nuevos empleados – Plan CD I.

En marzo de 2025, la Compañía decidió amortizar parte del saldo pendiente de su fondo de pensión (PSAP), y realizó un pago extraordinario por el valor de R$ 1.453.000 (MUS$248.544). Los pagos de las cuotas mensuales realizados en el primer trimestre de 2025, no se vieron impactados por esta amortización extraordinaria y se produjeron en la fecha de vencimiento. Es importante resaltar que la amortización extraordinaria antes mencionada no generó cambios en los supuestos actuariales utilizados para emitir el informe actuarial correspondiente al 31 de diciembre de 2025.

26. Patrimonio

26.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$15.327.283 representado por 102.988.693.949 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal. Al 30 de septiembre de 2025 ascendió a MUS$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

26.2 Acciones propias en cartera

Al 30 de septiembre de 2026, las acciones propias en cartera ascienden a MUS$514.950. Este importe, que representa 5.149.434.697 acciones, surgió de un programa de adquisición de acciones de propia emisión que la Compañía ejecutó durante el presente período e incluyó MUS$ 1.091 de costos directamente vinculados a la operación, tales como costos de asesores financieros y legales.

Al 31 de diciembre de 2025, las acciones propias en cartera ascendían a MUS$471.944. Este importe, que representaba 4.291.195.581 acciones, surgió de un programa de adquisición de acciones de propia emisión que la Compañía ejecutó durante el ejercicio 2025 e incluyó MUS$ 1.027 de costos directamente vinculados a la operación.

26.3 Programa de adquisición de acciones de propia emisión

Primer programa

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 28 de agosto de 2025, se aprobó un programa de adquisición de acciones de propia emisión, con el objetivo de optimizar la estructura de capital y mejorar el retorno por acción al accionista. El programa se estableció bajo los siguientes términos:

a) Adquirir un máximo de un 4% de las acciones suscritas y pagadas de la Sociedad.
b) Duración del programa: 90 días corridos a contar de la fecha de la junta.
c) Precio de adquisición: delegar en el Directorio la fijación del precio de adquisición de las acciones, el cual debe considerar como base el precio promedio ponderado de la acción durante los 90 días corridos anteriores al día 30 de julio de 2025, según la cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago, más un premio de hasta un 15%, quedando plenamente facultado el Directorio para modificar el precio cuantas veces lo estime necesario en cualquiera de las oportunidades de ejecución del programa.

Por su parte, con fecha 28 de agosto de 2025, el Directorio de la compañía acordó dar inicio al programa señalado, a través de un mecanismo de prorrata de oferta firme en bloque, por un 4% de las acciones suscritas y pagadas en que se divide el capital social de la Sociedad (equivalente a 4.291.195.581 acciones), a un precio por acción de $105,23 (US$ 0,1097). La oferta tuvo un período inicial de 30 días, entre los días 29 de agosto de 2025 y 27 de septiembre de 2025.

Con fecha 29 de septiembre de 2025, la Sociedad informó mediante hecho esencial que la oferta fue declarada exitosa, y, en consecuencia, la Compañía adquirió con fecha 1 de octubre de 2025 el número de acciones señaladas anteriormente. Además, en la misma fecha, se efectuó el traspaso a la Compañía de la propiedad de las acciones adquiridas.

Con fecha 30 de abril de 2026, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía aprobó cancelar anticipadamente la totalidad de las acciones de propia emisión adquiridas en este programa, que representaban un capital suscrito y pagado ascendente a MUS$471.944 y, en consecuencia, efectuar la correspondiente disminución del capital social por dicho monto.

Segundo programa

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 23 de julio de 2026, se aprobó un nuevo programa de adquisición de acciones de propia emisión. El programa se estableció bajo los siguientes términos:

a) Adquirir un máximo de un 5% de las acciones suscritas y pagadas de la Sociedad.
b) Duración del programa: 90 días corridos a contar de la fecha de la junta.
c) Precio de adquisición: delegar en el Directorio la fijación del precio de adquisición de las acciones, el cual debe considerar como base el precio promedio ponderado de la acción durante los 90 días corridos anteriores al día 17 de junio de 2026, según la cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago, más un premio de hasta un 15%, quedando plenamente facultado el Directorio para modificar el precio cuantas veces lo estime necesario en cualquiera de las oportunidades de ejecución del programa.
d) Objetivo del programa: optimizar la estructura de capital y mejorar el retorno por acción al accionista, todo ello conforme a la normativa aplicable.

Por su parte, con fecha 29 de julio de 2026, el Directorio de la compañía acordó dar inicio al programa señalado, a través de un mecanismo de prorrata de oferta firme en bloque, por un 5% de las acciones suscritas y pagadas en que se divide el capital social de la Sociedad (equivalente a 5.149.434.697 acciones), a un precio por acción de $93,36 (US$ 0,1006). La oferta tuvo un período inicial de 30 días, entre los días 31 de julio de 2026 y 29 de agosto de 2026.

Con fecha 31 de agosto de 2026, la Sociedad informó mediante hecho esencial que la oferta fue declarada exitosa, y, en consecuencia, la Compañía adquirió con fecha 2 de septiembre de 2026 el número de acciones señaladas anteriormente. Además, en la misma fecha, se efectuó el traspaso a la Compañía de la propiedad de las acciones adquiridas.

26.4 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
106	Provisorio	29/11/2023	26/1/2024	117.411	0,00109	2023
107	Definitivo	30/4/2024	30/5/2024	141.870	0,00132	2023
108	Provisorio	21/11/2024	31/1/2025	369.833	0,00345	2024
109	Definitivo	30/4/2025	29/5/2025	406.907	0,00379	2024
110	Provisorio	30/10/2025	23/1/2026	96.213	0,00093	2025
111	Definitivo	30/4/2026	20/5/2026	191.808	0,00186	2025

26.5 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(1.319.803)	(1.266.985)
Enel Brasil S.A.	(2.259.658)	(2.651.416)
Enel Argentina S.A.	(928.517)	(893.537)
Hidroinvest S.A.	(663.405)	(654.218)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	242.015	(129.334)
Enel Perú S.A.	16.180	14.749
Enel Generación Piura S.A.	(960)	(1.150)
Enel Panamá CAM S.R.L.	(53.585)	(18.655)
Enel Costa Rica CAM S.A.	(20.348)	(6.068)
Enel Guatemala S.A.	(38.582)	(12.294)
Otros	(9.688)	(10.636)
Total	**(5.036.351)**	**(5.629.544)**

Para mayor información, ver nota 2.9.

26.6 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

26.7 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2026, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Edesur ascienden a MUS$102.438 y MUS$617.779.

26.8 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2026	Movimiento 2026	al 30.09.2026
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.962.128)	925.777	(5.036.351)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.607)	2.513	(7.094)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	3.765	(1.097)	2.668
Otras reservas varias (d)	(2.227.823)	237.121	(1.990.702)
Total	**(8.195.793)**	**1.164.314**	**(7.031.479)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2025	Movimiento 2025	al 30.09.2025
Diferencias de cambio por conversión (a)	(7.251.790)	1.622.246	(5.629.544)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(4.852)	(4.222)	(9.074)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(2.888)	(1.834)	(4.722)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	(3.242)	3.242	-
Otras reservas varias (d)	(2.490.892)	(274.893)	(2.765.785)
Total	**(9.753.664)**	**1.344.539**	**(8.409.125)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (nota 2.9) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (nota 3.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5).

c) Reservas de activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta: Corresponden a reservas por diferencias de cambio por conversión y reservas de cobertura flujo de efectivo de las compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 5).

d) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(469.790)
Reserva transición a las NIIF (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	3.217.205	2.910.992
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	(13.944)
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	(1.259.422)
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(502.910)	(502.910)
Reserva por obligación de compra de acciones de propia emisión (11)	-	(470.917)
Otras reservas varias (12)	(68.172)	(52.684)
Total	**(1.990.702)**	**(2.765.785)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.

3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t.
9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Durante el ejercicio 2022, la sociedad registró un cargo de MUS$502.910 como consecuencia de la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A.S. ESP, Codensa S.A.S. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, efecto que fue determinado según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común. La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP.
11) Reserva por obligación de compra de acciones de propia emisión: En septiembre de 2025, la sociedad registró un cargo de MUS$470.917 derivado de la obligación irrevocable para la compra de acciones de propia emisión. Para mayor información, ver nota 26.3.
12) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

26.9 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2026 y 2025 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras			
		Patrimonio		Resultado	
	al 30.09.2026	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Enel Distribución Ceará S.A.	23,41%	270.237	234.876	17.546	3.775
Enel Colombia S.A. E.S.P.	42,66%	1.905.326	1.571.938	369.461	251.869
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	410.343	325.410	11.146	(1.268)
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	22.297	37.488	(2.905)	5.496
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	3.123	2.703	454	376
Enel Fortuna S.A.	49,95%	234.251	234.510	28.959	30.277
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.209	4.802	(520)	127
Otros		17.356	16.061	(2.455)	(1.759)
Total		**2.867.142**	**2.427.788**	**421.686**	**288.893**

27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Ingresos de Actividades Ordinarias	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ventas de energía	**9.294.966**	**7.719.765**
Generación	**2.939.774**	**2.304.124**
Clientes Regulados	1.200.539	871.692
Clientes no Regulados	1.068.292	1.109.273
Ventas de Mercado Spot	670.943	323.159
Distribución	**6.355.192**	**5.415.641**
Residenciales (1)	3.689.969	3.185.554
Comerciales	1.609.700	1.318.369
Industriales	586.936	475.935
Otros Consumidores	468.587	435.783
Otras ventas	**16.080**	**16.231**
Ventas de gas	12.357	12.238
Ventas de productos y servicios	3.723	3.993
Otras prestaciones de servicios	**2.032.668**	**1.562.398**
Peajes	1.736.987	1.336.519
Prestaciones de servicios y asesorías negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	211.746	162.261
Otras prestaciones	83.935	63.618
Total Ingresos de actividades ordinarias	**11.343.714**	**9.298.394**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Otros Ingresos	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ingresos por contratos de construcción	1.058.285	763.040
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	224.079	158.866
Multas por retraso en las facturas de energía	56.390	42.010
Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (2)	-	90.459
Otros	83.852	89.861
Total Otros Ingresos	**1.422.606**	**1.144.236**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, Edesur reconoció MUS$29.756 por el convenio firmado con el Estado Nacional de Argentina, por los consumos de energía eléctrica ubicados en barrios populares. Ver nota 35.5 a) (ii) Suministro eléctrico en barrios carenciados.

2) Ver nota 35.5 a) (ii) Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones en Edesur.

28. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Compras de energía	(5.041.612)	(4.085.481)
Consumo de combustible	**(60.751)**	**(28.227)**
Gas	(17.229)	(17.480)
Petróleo	(17.670)	(3.537)
Carbón	(25.852)	(7.210)
Gastos de transporte	(1.064.396)	(911.494)
Costos por contratos de construcción	(1.054.946)	(759.635)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(272.322)	(315.822)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(7.494.027)**	**(6.100.659)**

29. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Sueldos y salarios	(360.466)	(310.580)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(6.596)	(7.123)
Seguridad social y otras cargas sociales	(249.003)	(202.405)
Otros gastos de personal	(14.142)	(10.559)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(630.207)**	**(530.667)**

30. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Depreciación	(566.108)	(465.165)
Propiedades, planta y equipo	(508.280)	(419.857)
Activos por derecho de uso	(57.828)	(45.308)
Amortización	(417.505)	(451.080)
Total	**(983.613)**	**(916.245)**

En las subsidiarias brasileñas, la depreciación de Propiedades, Planta y Equipos y la amortización de activos intangibles se presenta neta de impuestos PIS y COFINS.

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 14)	-	(272)	-	-	-	-	**-**	**(272)**
Activos y grupos mantenidos para la venta	-	6.311	-	-	-	-	**-**	**6.311**
Propiedades, planta y equipo (ver nota 16)	(1.054)	(19)	(579)	-	(5.904)	-	**(7.537)**	**(19)**
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**(1.054)**	**6.020**	**(579)**	**-**	**(5.904)**	**-**	(7.537)	6.020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(24.837)	(6.099)	(152.137)	(239.443)	33.593	603	**(143.381)**	**(244.939)**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	**(24.837)**	**(6.099)**	**(152.137)**	**(239.443)**	**33.593**	**603**	(143.381)	(244.939)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	**(25.891)**	**(79)**	**(152.716)**	**(239.443)**	**27.689**	**603**	(150.918)	(238.919)

31. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(457.568)	(340.028)
Otros suministros y servicios	(110.442)	(163.192)
Reparaciones y conservación	(203.895)	(147.089)
Gastos administrativos	(82.087)	(85.278)
Primas de seguros	(43.804)	(43.483)
Tributos y tasas	(41.809)	(19.949)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(11.815)	(11.094)
Gastos de viaje	(6.327)	(6.203)
Indemnizaciones y multas	(4.025)	(962)
Arrendamientos y cánones	(3.930)	(3.241)
Gastos de medio ambiente	(190)	(207)
Total	**(965.892)**	**(820.726)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. Los importes de estos gastos para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025 no son significativos.

32. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Disposiciones y bajas inmovilizado material	279	231
Utilidad en venta de inversión compañías ZE (1)	-	527
Otros	2	164
Total Otras ganancias (pérdidas)	**281**	**922**

(1) Ver nota 13

33. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Efectivo y otros medios equivalentes	97.264	90.192
Actualización monetaria sobre impuestos (Brasil)	37.940	57.752
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	41.859	37.190
Activos y pasivos regulatorios subsidiarias brasileñas	138.220	32.730
Resultados por instrumentos derivados	13.171	22.525
Actualización monetaria por la mantención de depósitos en procesos judiciales	2.345	10.341
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Costa Rica)	747	1.584
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan de pensiones (Brasil)	-	503
Ingreso financiero cuenta por cobrar Central Vuelta Obligado (VOSA)	1.922	930
Otros ingresos financieros	28.531	25.952
Total Ingresos Financieros	**361.999**	**279.699**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Costos Financieros	**(1.211.221)**	**(962.526)**
Préstamos bancarios	(442.174)	(237.403)
Obligaciones con el público	(167.093)	(152.518)
Pasivos por arrendamientos	(30.692)	(32.066)
Valoración derivados financieros	(55.859)	(68.369)
Actualizacion financiera de provisiones (1)	(89.884)	(89.158)
Gastos financieros activados	34.779	21.469
Obligación por beneficios post empleo (2)	(37.159)	(64.001)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(3.186)	(2.990)
Gastos financieros empresas relacionadas (3)	(8.273)	(15.371)
Intereses provenientes de la deuda de CAMMESA	(105.138)	(94.369)
Activos y pasivos regulatorios subsidiarias brasileñas	(126.649)	(45.611)
Multas e intereses	(37.905)	(33.973)
Actualización monetaria sobre impuestos (Brasil)	(32.381)	(35.784)
Otros costos financieros (4)	(109.607)	(112.382)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**189.861**	**127.121**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**(40.252)**	**(17.926)**
Total Costos Financieros	**(1.061.612)**	**(853.331)**
Total Resultado Financiero	**(699.613)**	**(573.632)**

(1) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, principalmente se incluyen actualizaciones financieras de reclamaciones legales de nuestra subsidiaria Edesur por MUS$11.550 (MUS$15.132 al 30 de septiembre de 2025), de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS$51.882 (MUS$55.342 al 30 de septiembre de 2025) y de nuestras subsidiarias colombianas por MUS$26.325 (MUS$18.647 al 30 de septiembre de 2025).

(2) Ver nota 25.2.c).

(3) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, son incluidos principalmente Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$5.018 (MUS$10.962 al 30 de septiembre de 2025) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS$3.255 (MUS$4.392 al 30 de septiembre de 2025) (ver nota 10.1.c).

(4) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, se incluyen costos bancarios por MUS$38.989 (MUS$18.209 al 30 de septiembre de 2025), actualización financiera por acuerdo con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) de Colombia por MUS$13.113 (ver nota 35.3.61) (MUS$56.148 al 30 de septiembre de 2025) y otros por MUS$57.505 (MUS$38.025 al 30 de septiembre de 2025).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Inventario	10.413	7.193
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	31	234
Activos intangibles distintos de la plusvalía	28.113	21.308
Propiedades, planta y equipo	534.640	412.249
Activos por impuestos diferidos	88.838	67.735
Pasivos por impuestos diferidos	(174.356)	(151.032)
Patrimonio Total	(318.423)	(245.908)
Ingresos	(104.569)	(3.679)
Costos	112.392	22.719
Resultado financiero	12.470	(2.539)
Otros Gastos Distintos a la operación	(513)	(1.522)
Impuesto Sobre Sociedades	825	363
Resultado por Hiperinflación (1)	**189.861**	**127.121**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**189.861**	**127.121**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Efectivo y equivalentes al efectivo	(3.480)	14.620
Otros activos financieros	(56.009)	96.717
Otros activos no financieros	4.148	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	106.631	93.775
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(55.303)	(142.763)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(36.239)	(80.386)
Otros pasivos no financieros	-	111
Total Diferencias de Cambio	**(40.252)**	**(17.926)**

1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver nota 2.9).

34. Información por segmento

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basados en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes tres segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Centroamérica

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel Green Power Volta Grande, Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Costa Rica CAM S.A., Enel Guatemala S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L.

Cabe destacar, que nuestra subsidiaria Enel Generación El Chocón operó el complejo hidroeléctrico El Chocón hasta el 8 de enero de 2026, el que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Para más información ver nota 3.a).

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en tres países diferentes.

Los siguientes tres segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); y en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA[1], Capex Total[2], Utilidad Neta, Energía Total de Generación[3] y Distribución y redes[4], entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

[1] Corresponde a Ganancia (pérdida) antes de impuestos excluyendo Gasto por depreciación y amortización, Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros, ingresos y costos financieros, participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación, y otras ganancias. Lo cual es representado por el resultado de la explotación.
[2] Corresponde a compras de Propiedades, planta y equipo y Activos intangibles distintos de plusvalía.
[3] Corresponde a la energía eléctrica generada en las unidades generadoras por tipo de tecnología, eliminando los consumos propios en un periodo determinado.
[4] Corresponde a la cantidad de electricidad distribuida, libre de cualquier pérdida, en un período determinado.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Activos Corrientes	**1.735.630**	**1.357.735**	**5.148.660**	**4.205.842**	**267.494**	**1.132.247**	**7.151.784**	**6.695.824**
Efectivo y equivalentes al efectivo	561.034	588.903	449.771	321.581	238.437	993.919	**1.249.242**	**1.904.403**
Otros activos financieros corrientes	135.718	85.583	64.354	65.884	18.975	7.491	**219.047**	**158.958**
Otros activos no financieros, corriente	99.619	61.550	304.112	347.361	110.621	79.532	**514.352**	**488.443**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	557.006	402.234	3.591.730	2.879.021	87.912	71.599	**4.236.648**	**3.352.854**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	246.893	79.292	22.492	14.063	(250.693)	(75.797)	**18.692**	**17.558**
Inventarios corrientes	88.184	91.964	551.804	424.486	25.550	20.033	**665.538**	**536.483**
Activos por impuestos corrientes, corriente	47.176	48.034	160.872	150.962	35.816	35.470	**243.864**	**234.466**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	175	3.525	2.484	876	-	**4.401**	**2.659**
Activos No Corrientes	**12.482.302**	**11.860.434**	**18.120.937**	**15.678.075**	**727.171**	**636.748**	**31.330.410**	**28.175.257**
Otros activos financieros no corrientes	455.611	446.012	6.722.916	5.414.436	26.812	40.409	**7.205.339**	**5.900.857**
Otros activos no financieros no corrientes	83.859	76.104	1.938.648	1.832.961	79.122	59.995	**2.101.629**	**1.969.060**
Cuentas por cobrar no corrientes	45.049	129.869	229.293	217.355	55.530	31.370	**329.872**	**378.594**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	24.418	145.812	2	558	(24.418)	(146.368)	**2**	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.171.956	1.073.995	8.234	7.600	(1.174.544)	(1.076.393)	**5.646**	**5.202**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	385.191	387.928	2.697.377	2.607.543	91.791	100.042	**3.174.359**	**3.095.513**
Plusvalía	1.158	1.158	-	-	1.301.151	1.224.282	**1.302.309**	**1.225.440**
Propiedades, planta y equipo	10.102.747	9.394.392	5.945.957	4.990.634	214.563	229.220	**16.263.267**	**14.614.246**
Propiedad de inversión	-	-	7.488	7.069	-	-	**7.488**	**7.069**
Activos por derecho de uso	163.868	160.638	139.888	165.424	16.007	18.197	**319.763**	**344.259**
Activos por impuestos diferidos	48.445	44.526	431.134	434.495	141.157	155.994	**620.736**	**635.015**
TOTAL ACTIVOS	**14.217.932**	**13.218.169**	**23.269.597**	**19.883.917**	**994.665**	**1.768.995**	**38.482.194**	**34.871.081**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Pasivos Corrientes	**2.527.100**	**2.124.935**	**6.591.142**	**5.622.730**	**(635.813)**	**(10.631)**	**8.482.429**	**7.737.034**
Otros pasivos financieros corrientes	361.768	341.653	1.521.708	1.209.052	734.338	696.505	**2.617.814**	**2.247.210**
Pasivos por arrendamientos corrientes	14.733	12.017	60.350	55.312	3.153	5.670	**78.236**	**72.999**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	923.776	790.418	3.396.549	3.069.186	182.719	202.348	**4.503.044**	**4.061.952**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	787.064	651.513	1.329.327	1.024.290	(1.637.143)	(999.887)	**479.248**	**675.916**
Otras provisiones corrientes	62.860	78.590	148.878	122.346	13.304	13.585	**225.042**	**214.521**
Pasivos por impuestos corrientes	228.903	85.788	33.834	46.934	1.417	4.609	**264.154**	**137.331**
Otros pasivos no financieros corrientes	147.996	164.956	100.496	95.610	66.399	66.539	**314.891**	**327.105**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**3.191.130**	**3.195.480**	**7.468.089**	**6.004.711**	**(1.129.469)**	**-642.858**	**9.529.750**	**8.557.333**
Otros pasivos financieros no corrientes	2.319.385	2.131.662	2.990.502	2.333.445	93.746	110.454	**5.403.633**	**4.575.561**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	149.371	147.431	114.530	126.016	15.585	16.326	**279.486**	**289.773**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	42.425	48.646	1.560.335	1.475.428	6	16	**1.602.766**	**1.524.090**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	133.517	87.627	1.160.650	743.980	(1.274.622)	(807.862)	**19.545**	**23.745**
Otras provisiones no corrientes	290.014	241.810	578.379	519.421	4.331	3.983	**872.724**	**765.214**
Pasivo por impuestos diferidos	132.568	290.478	701.509	431.839	30.543	32.966	**864.620**	**755.283**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	28.722	24.666	358.691	370.078	868	1.181	**388.281**	**395.925**
Otros pasivos no financieros no corrientes	95.128	223.160	3.493	4.504	74	78	**98.695**	**227.742**
Patrimonio Neto	**8.499.702**	**7.897.754**	**9.210.366**	**8.256.476**	**2.759.947**	**2.422.484**	20.470.015	18.576.714
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**8.499.702**	**7.897.754**	**9.210.366**	**8.256.476**	**2.759.947**	**2.422.484**	17.602.873	16.023.472
Capital emitido y pagado	6.221.467	5.802.245	3.885.430	3.580.028	5.220.386	6.416.954	**15.327.283**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(352.091)	(204.007)	2.503.022	2.417.877	7.671.088	6.678.112	**9.822.019**	**8.891.982**
Primas de emisión	35.690	31.254	-	-	(35.690)	(31.254)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	(54)	(51)	-	-	(514.896)	(471.893)	**(514.950)**	**(471.944)**
Otras reservas	2.594.690	2.268.313	2.821.914	2.258.571	(9.580.941)	(10.169.435)	**(7.031.479)**	**(8.195.793)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	**2.867.142**	**2.553.242**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**14.217.932**	**13.218.169**	**23.269.597**	**19.883.917**	**994.665**	**1.768.995**	38.482.194	34.871.081

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ingreso	**3.198.741**	**2.478.108**	**9.754.383**	**8.077.331**	**(186.804)**	**(112.809)**	**12.766.320**	**10.442.630**
Ingresos de actividades ordinarias	3.150.934	2.450.962	8.374.093	6.970.469	(181.313)	(123.037)	**11.343.714**	**9.298.394**
Ingreso con terceros	3.052.632	2.405.156	8.373.536	6.970.018	(82.454)	(76.780)	**11.343.714**	**9.298.394**
Ingresos por transacciones entre segmentos	98.302	45.806	557	451	(98.859)	(46.257)	-	-
Otros ingresos	47.807	27.146	1.380.290	1.106.862	(5.491)	10.228	**1.422.606**	**1.144.236**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(1.313.338)**	**(1.032.822)**	**(6.404.666)**	**(5.232.096)**	**223.977**	**164.259**	**(7.494.027)**	**(6.100.659)**
Compras de energía	(1.020.901)	(775.012)	(4.259.639)	(3.469.253)	238.928	158.784	**(5.041.612)**	**(4.085.481)**
Consumo de combustible	(35.145)	(15.970)	-	-	(25.606)	(12.257)	**(60.751)**	**(28.227)**
Gastos de transporte	(180.164)	(179.585)	(917.494)	(766.696)	33.262	34.787	**(1.064.396)**	**(911.494)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(77.128)	(62.255)	(1.227.533)	(996.147)	(22.607)	(17.055)	**(1.327.268)**	**(1.075.457)**
Margen de Contribución	**1.885.403**	**1.445.286**	**3.349.717**	**2.845.235**	**37.173**	**51.450**	**5.272.293**	**4.341.971**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	6.698	3.653	160.483	110.509	1.983	1.112	**169.164**	**115.274**
Gastos por beneficios a los empleados	(80.210)	(65.233)	(515.138)	(430.937)	(34.859)	(34.497)	**(630.207)**	**(530.667)**
Otros gastos, por naturaleza	(168.551)	(141.360)	(743.974)	(616.214)	(53.367)	(63.152)	**(965.892)**	**(820.726)**
Resultado Bruto de Explotación	**1.643.340**	**1.242.346**	**2.251.088**	**1.908.593**	**(49.070)**	**(45.087)**	**3.845.358**	**3.105.852**
Gasto por depreciación y amortización	(295.175)	(252.080)	(652.656)	(634.150)	(35.782)	(30.015)	**(983.613)**	**(916.245)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.054)	6.020	(579)	-	(5.904)	-	**(7.537)**	**6.020**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(24.837)	(6.099)	(152.137)	(239.443)	33.593	603	**(143.381)**	**(244.939)**
Resultado de Explotación	**1.322.274**	**990.187**	**1.445.716**	**1.035.000**	**(57.163)**	**(74.499)**	**2.710.827**	**1.950.688**
Resultado Financiero	**(189.868)**	**(126.366)**	**(617.029)**	**(612.760)**	**107.284**	**165.494**	**(699.613)**	**(573.632)**
Ingresos financieros	**77.821**	**68.554**	**285.431**	**180.284**	**(1.253)**	**30.861**	**361.999**	**279.699**
Efectivo y otros medios equivalentes	56.954	37.393	17.476	2.957	22.834	49.842	**97.264**	**90.192**
Otros ingresos financieros	20.867	31.161	267.955	177.327	(24.087)	(18.981)	**264.735**	**189.507**
Costos financieros	**(247.100)**	**(193.983)**	**(1.108.707)**	**(928.472)**	**144.586**	**159.929**	**(1.211.221)**	**(962.526)**
Préstamos bancarios	(254.811)	(188.801)	(184.127)	(45.689)	(3.236)	(2.913)	**(442.174)**	**(237.403)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(24.707)	(31.611)	(124.410)	(102.931)	(17.976)	(17.976)	**(167.093)**	**(152.518)**
Otros	32.418	26.429	(800.170)	(779.852)	165.798	180.818	**(601.954)**	**(572.605)**
Resultados por Unidades de Reajuste	(16.554)	(21.598)	242.752	170.338	(36.337)	(21.619)	**189.861**	**127.121**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(4.035)**	**20.661**	**(36.505)**	**(34.910)**	**288**	**(3.677)**	**(40.252)**	**(17.926)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.483	-	367	228	113	(2.376)	**1.963**	**(2.148)**
Otras ganancias (pérdidas)	**140**	**835**	**125**	**129**	**16**	**(42)**	**281**	**922**
Resultado de Otras Inversiones	-	717	-	-	2	(26)	**2**	**691**
Resultados en Ventas de Activos	140	118	125	129	14	(16)	**279**	**231**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**1.134.029**	**864.656**	**829.179**	**422.597**	**50.250**	**88.577**	**2.013.458**	**1.375.830**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(380.699)	(258.289)	(264.937)	(120.367)	(44.059)	(66.860)	**(689.695)**	**(445.516)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**753.330**	**606.367**	**564.242**	**302.230**	**6.191**	**21.717**	**1.323.763**	**930.314**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**753.330**	**606.367**	**564.242**	**302.230**	**6.191**	**21.717**	**1.323.763**	**930.314**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**753.330**	**606.367**	**564.242**	**302.230**	**6.191**	**21.717**	**1.323.763**	**930.314**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**902.077**	**641.421**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**421.686**	**288.893**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	834.945	395.311	1.329.263	1.435.522	(10.564)	(595.375)	**2.153.644**	**1.235.458**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(458.636)	(524.822)	(1.580.439)	(1.101.117)	170.642	(282.310)	**(1.868.433)**	**(1.908.249)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(637.124)	(581.769)	292.188	71.026	(710.092)	(812.495)	**(1.055.028)**	**(1.323.238)**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.3 Países

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Activos Corrientes	**575.899**	**456.053**	**4.703.315**	**4.410.908**	**1.403.102**	**833.338**	**208.898**	**195.789**	**260.570**	**799.736**	**7.151.784**	**6.695.824**
Efectivo y equivalentes al efectivo	25.557	21.277	426.128	844.049	508.548	208.480	114.298	96.655	174.711	733.942	**1.249.242**	**1.904.403**
Otros activos financieros corrientes	89.811	9.992	109.400	126.701	19.703	21.587	-	100	133	578	**219.047**	**158.958**
Otros activos no financieros, corriente	19.761	19.717	394.284	386.145	41.108	29.676	9.102	10.609	50.097	42.296	**514.352**	**488.443**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	378.856	346.700	3.105.187	2.486.705	687.987	460.890	49.368	50.377	15.250	8.182	**4.236.648**	**3.352.854**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.019	4.504	16.261	15.527	1.627	1.709	2.324	2.190	(2.539)	(6.372)	**18.692**	**17.558**
Inventarios corrientes	55.292	46.593	442.223	357.907	136.831	105.281	8.379	9.205	22.813	17.497	**665.538**	**536.483**
Activos por impuestos corrientes, corriente	5.603	7.270	208.956	193.874	3.773	3.056	25.427	26.653	105	3.613	**243.864**	**234.466**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	876	-	3.525	2.659	-	-	-	-	**4.401**	**2.659**
Activos No Corrientes	**3.684.671**	**3.127.563**	**18.962.690**	**17.267.107**	**7.313.870**	**6.317.966**	**1.370.388**	**1.402.147**	**(1.209)**	**60.474**	**31.330.410**	**28.175.257**
Otros activos financieros no corrientes	24.107	18.134	7.100.411	5.799.218	135	12	80.686	83.493	-	-	**7.205.339**	**5.900.857**
Otros activos no financieros no corrientes	143	68	2.023.505	1.887.053	53.586	60.541	14.237	11.935	10.158	9.463	**2.101.629**	**1.969.060**
Cuentas por cobrar no corrientes	17.959	38.807	287.957	290.495	23.296	48.631	510	510	150	151	**329.872**	**378.594**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	638.847	528.333	(86)	291	1.287	1.533	356.203	356.224	(990.605)	(881.179)	**5.646**	**5.202**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	145.364	125.515	2.729.378	2.666.021	156.124	148.482	140.990	152.941	2.503	2.554	**3.174.359**	**3.095.513**
Plusvalía	-	-	496.143	468.381	27.057	27.057	1.158	1.158	777.951	728.844	**1.302.309**	**1.225.440**
Propiedades, planta y equipo	2.835.396	2.389.156	5.557.062	5.336.852	6.968.072	5.958.979	761.737	780.658	141.000	148.601	**16.263.267**	**14.614.246**
Propiedad de inversión	-	-	7.488	7.069	-	-	-	-	-	-	**7.488**	**7.069**
Activos por derecho de uso	17.660	17.631	205.203	240.353	83.027	71.713	13.873	14.562	-	-	**319.763**	**344.259**
Activos por impuestos diferidos	5.193	9.917	555.629	571.374	1.286	1.018	994	666	57.634	52.040	**620.736**	**635.015**
TOTAL ACTIVOS	**4.260.570**	**3.583.616**	**23.666.005**	**21.678.015**	**8.716.972**	**7.151.304**	**1.579.286**	**1.597.936**	**259.361**	**860.210**	**38.482.194**	**34.871.081**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**	**al 30.09.2026**	**al 31.12.2025**
Pasivos Corrientes	**996.554**	**859.865**	**5.018.837**	**4.669.626**	**1.905.399**	**1.231.202**	**111.428**	**89.908**	**450.211**	**886.433**	**8.482.429**	**7.737.034**
Otros pasivos financieros corrientes	106.749	63.934	1.496.225	1.137.521	299.599	372.790	-	-	715.241	672.965	**2.617.814**	**2.247.210**
Pasivos por arrendamientos corrientes	5.340	783	59.666	58.318	10.010	9.153	3.167	3.034	53	1.711	**78.236**	**72.999**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	702.174	657.282	2.810.327	2.705.693	915.772	605.597	54.729	33.411	20.042	59.969	**4.503.044**	**4.061.952**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	32.786	30.526	386.393	465.545	343.355	26.020	23.791	19.941	(307.077)	133.884	**479.248**	**675.916**
Otras provisiones corrientes	70.931	31.780	67.082	78.531	73.602	90.648	123	-	13.304	13.562	**225.042**	**214.521**
Pasivos por impuestos corrientes	33.811	28.211	32.855	42.604	168.292	32.400	29.047	32.452	149	1.664	**264.154**	**137.331**
Otros pasivos no financieros corrientes	44.763	47.349	166.289	181.414	94.769	94.594	571	1.070	8.499	2.678	**314.891**	**327.105**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**921.199**	**751.000**	**5.295.484**	**4.839.014**	**3.177.657**	**2.807.787**	**103.737**	**125.147**	**31.673**	**34.385**	**9.529.750**	**8.557.333**
Otros pasivos financieros no corrientes	214.379	52.572	2.776.515	2.326.694	2.412.739	2.196.295	-	-	-	-	**5.403.633**	**4.575.561**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14.659	19.265	179.935	195.228	71.594	61.360	13.261	13.836	37	84	**279.486**	**289.773**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	273.578	268.430	1.216.105	1.148.958	90.164	66.644	22.919	40.058	-	-	**1.602.766**	**1.524.090**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	19.545	23.745	-	-	**19.545**	**23.745**
Otras provisiones no corrientes	7.216	7.330	581.966	521.243	277.220	231.296	4.044	3.150	2.278	2.195	**872.724**	**765.214**
Pasivo por impuestos diferidos	391.380	380.662	178.524	136.931	222.522	162.719	43.704	44.046	28.490	30.925	**864.620**	**755.283**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.318	13.060	269.413	291.899	103.418	89.473	264	312	868	1.181	**388.281**	**395.925**
Otros pasivos no financieros no corrientes	5.669	9.681	93.026	218.061	-	-	-	-	-	-	**98.695**	**227.742**
Patrimonio Neto	**2.342.817**	**1.972.751**	**13.351.684**	**12.169.375**	**3.633.916**	**3.112.315**	**1.364.121**	**1.382.881**	**(222.523)**	**(60.608)**	**20.470.015**	**18.576.714**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**2.342.817**	**1.972.751**	**13.351.684**	**12.169.375**	**3.633.916**	**3.112.315**	**1.364.121**	**1.382.881**	**(222.523)**	**(60.608)**	**17.602.873**	**16.023.472**
Capital emitido y pagado	2.476.654	2.107.243	10.120.732	9.567.830	198.066	173.448	1.032.451	1.032.451	1.499.380	2.918.255	**15.327.283**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(1.129.132)	(987.947)	720.650	773.143	809.048	582.286	261.267	283.168	9.160.186	8.241.332	**9.822.019**	**8.891.982**
Primas de emisión	-	-	577.673	545.348	34.236	29.981	-	-	(611.909)	(575.329)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	-	-	(21.462)	(20.261)	-	-	-	-	(493.488)	(451.683)	**(514.950)**	**(471.944)**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	995.295	853.455	1.954.091	1.303.315	2.592.566	2.326.600	70.403	67.262	(9.776.692)	(10.193.183)	**(7.031.479)**	**(8.195.793)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2.867.142**	**2.553.242**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**4.260.570**	**3.583.616**	**23.666.005**	**21.678.015**	**8.716.972**	**7.151.304**	**1.579.286**	**1.597.936**	**259.361**	**860.210**	**38.482.194**	**34.871.081**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ingreso	**1.407.526**	**1.170.413**	**7.409.935**	**6.278.537**	**3.632.582**	**2.687.520**	**244.153**	**253.054**	**72.124**	**53.106**	**12.766.320**	**10.442.630**
Ingresos de actividades ordinarias	1.392.237	1.062.522	6.037.198	5.281.484	3.598.355	2.648.483	243.862	252.967	72.062	52.938	**11.343.714**	**9.298.394**
Ventas de energía	1.342.481	1.022.904	5.040.264	4.521.357	2.604.524	1.878.736	243.668	252.792	64.029	43.976	**9.294.966**	**7.719.765**
Otras ventas	533	466	563	98	13.225	13.228	29	40	1.730	2.399	**16.080**	**16.231**
Otras prestaciones de servicios	49.223	39.152	996.371	760.029	980.606	756.519	165	135	6.303	6.563	**2.032.668**	**1.562.398**
Otros ingresos	15.289	107.891	1.372.737	997.053	34.227	39.037	291	87	62	168	**1.422.606**	**1.144.236**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(963.481)**	**(734.644)**	**(4.836.255)**	**(4.037.817)**	**(1.582.228)**	**(1.233.006)**	**(75.534)**	**(72.654)**	**(36.529)**	**(22.538)**	**(7.494.027)**	**(6.100.659)**
Compras de energía	(847.535)	(629.319)	(3.021.851)	(2.583.540)	(1.110.564)	(814.732)	(57.045)	(53.811)	(4.617)	(4.079)	**(5.041.612)**	**(4.085.481)**
Consumo de combustible	-	-	(3)	(3)	(35.141)	(15.967)	-	-	(25.607)	(12.257)	**(60.751)**	**(28.227)**
Gastos de transporte	(57.590)	(38.917)	(705.136)	(585.303)	(281.003)	(265.550)	(16.461)	(17.387)	(4.206)	(4.337)	**(1.064.396)**	**(911.494)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(58.356)	(66.408)	(1.109.265)	(868.971)	(155.520)	(136.757)	(2.028)	(1.456)	(2.099)	(1.865)	**(1.327.268)**	**(1.075.457)**
Margen de Contribución	**444.045**	**435.769**	**2.573.680**	**2.240.720**	**2.050.354**	**1.454.514**	**168.619**	**180.400**	**35.595**	**30.568**	**5.272.293**	**4.341.971**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	24.241	16.038	100.523	65.627	44.286	33.590	17	19	97	-	**169.164**	**115.274**
Gastos por beneficios a los empleados	(155.592)	(138.263)	(333.648)	(278.316)	(127.323)	(99.566)	(8.909)	(9.854)	(4.735)	(4.668)	**(630.207)**	**(530.667)**
Otros gastos, por naturaleza	(153.511)	(142.692)	(602.170)	(473.399)	(182.108)	(162.228)	(16.705)	(16.130)	(11.398)	(26.277)	**(965.892)**	**(820.726)**
Resultado Bruto de Explotación	**159.183**	**170.852**	**1.738.385**	**1.554.632**	**1.785.209**	**1.226.310**	**143.022**	**154.435**	**19.559**	**(377)**	**3.845.358**	**3.105.852**
Gasto por depreciación y amortización	(149.801)	(119.075)	(567.196)	(583.138)	(217.105)	(169.017)	(42.025)	(37.974)	(7.486)	(7.041)	**(983.613)**	**(916.245)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	(19)	(6.958)	-	(579)	6.311	-	(272)	-	-	**(7.537)**	**6.020**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(53.833)	(41.936)	(48.202)	(187.019)	(40.354)	(15.992)	(992)	19	-	(11)	**(143.381)**	**(244.939)**
Resultado de Explotación	**(44.451)**	**9.822**	**1.116.029**	**784.475**	**1.527.171**	**1.047.612**	**100.005**	**116.208**	**12.073**	**(7.429)**	**2.710.827**	**1.950.688**
Resultado Financiero	**49.385**	**9.599**	**(464.113)**	**(352.816)**	**(254.552)**	**(228.362)**	**1.365**	**(6.114)**	**(31.698)**	**4.061**	**(699.613)**	**(573.632)**
Ingresos financieros	**17.106**	**15.217**	**290.441**	**194.832**	**29.842**	**19.980**	**4.331**	**3.357**	**20.279**	**46.313**	**361.999**	**279.699**
Efectivo y otros medios equivalentes	4.544	6.391	50.777	26.549	19.621	10.655	2.051	272	20.271	46.325	**97.264**	**90.192**
Otros ingresos financieros	12.562	8.826	239.664	168.283	10.221	9.325	2.280	3.085	8	(12)	**264.735**	**189.507**
Costos financieros	**(160.173)**	**(136.762)**	**(737.169)**	**(534.829)**	**(281.739)**	**(253.871)**	**(6.138)**	**(8.856)**	**(26.002)**	**(28.208)**	**(1.211.221)**	**(962.526)**
Préstamos bancarios	(41.788)	(17.492)	(179.374)	(66.945)	(217.814)	(150.314)	-	-	(3.198)	(2.652)	**(442.174)**	**(237.403)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(130.159)	(109.462)	(18.958)	(25.080)	-	-	(17.976)	(17.976)	**(167.093)**	**(152.518)**
Otros	(118.385)	(119.270)	(427.636)	(358.422)	(44.967)	(78.477)	(6.138)	(8.856)	(4.828)	(7.580)	**(601.954)**	**(572.605)**
Resultados por Unidades de Reajuste	189.849	127.121	-	-	-	-	-	-	12	-	**189.861**	**127.121**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**2.603**	**4.023**	**(17.385)**	**(12.819)**	**(2.655)**	**5.529**	**3.172**	**(615)**	**(25.987)**	**(14.044)**	**(40.252)**	**(17.926)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.498	(51)	(397)	(201)	353	(1.311)	-	-	509	(585)	**1.963**	**(2.148)**
Otras ganancias (pérdidas)	**136**	**146**	**2**	**-**	**3**	**775**	**140**	**1**	**-**	**-**	**281**	**922**
Resultado de Otras Inversiones	-	146	2	18	-	527	-	-	-	-	**2**	**691**
Resultados en Ventas de Activos	136	-	-	(18)	3	248	140	1	-	-	**279**	**231**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**6.568**	**19.516**	**651.521**	**431.458**	**1.272.975**	**818.714**	**101.510**	**110.095**	**(19.116)**	**(3.953)**	**2.013.458**	**1.375.830**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(2.120)	(10.029)	(206.677)	(112.136)	(443.509)	(274.413)	(36.343)	(33.603)	(1.046)	(15.335)	**(689.695)**	**(445.516)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**4.448**	**9.487**	**444.844**	**319.322**	**829.466**	**544.301**	**65.167**	**76.492**	**(20.162)**	**(19.288)**	**1.323.763**	**930.314**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**4.448**	**9.487**	**444.844**	**319.322**	**829.466**	**544.301**	**65.167**	**76.492**	**(20.162)**	**(19.288)**	**1.323.763**	**930.314**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**4.448**	**9.487**	**444.844**	**319.322**	**829.466**	**544.301**	**65.167**	**76.492**	**(20.162)**	**(19.288)**	**1.323.763**	**930.314**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora											**902.077**	**641.421**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras											**421.686**	**288.893**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	96.743	34.212	474.526	561.320	1.490.108	1.131.008	111.563	95.151	(19.296)	(586.233)	**2.153.644**	**1.235.458**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(249.346)	(95.429)	(1.064.005)	(825.337)	(489.466)	(532.094)	(7.302)	(19.802)	(58.314)	(435.587)	**(1.868.433)**	**(1.908.249)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	160.020	76.190	119.032	(76.984)	(765.757)	(618.916)	(86.618)	(40.490)	(481.705)	(663.038)	**(1.055.028)**	**(1.323.238)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Corrientes	**56.035**	**47.926**	**888.491**	**901.626**	**582.201**	**212.392**	**208.898**	**195.789**	**5**	**2**	**1.735.630**	**1.357.735**
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.453	5.111	155.658	412.969	278.625	74.168	114.298	96.655	-	-	**561.034**	**588.903**
Otros activos financieros corrientes	10.951	3.492	107.757	67.255	17.010	14.736	-	100	-	-	**135.718**	**85.583**
Otros activos no financieros, corriente	574	945	48.968	38.416	40.975	11.580	9.102	10.609	-	-	**99.619**	**61.550**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	28.888	33.514	275.745	251.141	203.005	67.202	49.368	50.377	-	-	**557.006**	**402.234**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	86	66	242.988	75.696	1.490	1.338	2.324	2.190	5	2	**246.893**	**79.292**
Inventarios corrientes	-	-	38.735	39.589	41.070	43.170	8.379	9.205	-	-	**88.184**	**91.964**
Activos por impuestos corrientes, corriente	3.083	4.798	18.640	16.560	26	23	25.427	26.653	-	-	**47.176**	**48.034**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	175	-	-	-	-	**-**	**175**
Activos No Corrientes	**43.972**	**57.982**	**6.199.476**	**6.137.574**	**4.868.466**	**4.262.731**	**1.370.388**	**1.402.147**	**-**	**-**	**12.482.302**	**11.860.434**
Otros activos financieros no corrientes	24.104	18.131	350.784	344.378	37	10	80.686	83.493	-	-	**455.611**	**446.012**
Otros activos no financieros no corrientes	141	66	64.321	53.445	5.160	10.658	14.237	11.935	-	-	**83.859**	**76.104**
Cuentas por cobrar no corrientes	17.958	38.807	11.927	49.406	14.654	41.146	510	510	-	-	**45.049**	**129.869**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	24.418	145.812	-	-	-	-	-	-	**24.418**	**145.812**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	846	219	57.800	54.566	757.107	662.986	356.203	356.224	-	-	**1.171.956**	**1.073.995**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17	15	172.837	171.949	71.347	63.023	140.990	152.941	-	-	**385.191**	**387.928**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	1.158	1.158	-	-	**1.158**	**1.158**
Propiedades, planta y equipo	906	744	5.388.191	5.184.810	3.951.913	3.428.180	761.737	780.658	-	-	**10.102.747**	**9.394.392**
Activos por derecho de uso	-	-	81.747	89.348	68.248	56.728	13.873	14.562	-	-	**163.868**	**160.638**
Activos por impuestos diferidos	-	-	47.451	43.860	-	-	994	666	-	-	**48.445**	**44.526**
TOTAL ACTIVOS	**100.007**	**105.908**	**7.087.967**	**7.039.200**	**5.450.667**	**4.475.123**	**1.579.286**	**1.597.936**	**5**	**2**	**14.217.932**	**13.218.169**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos Corrientes	**12.096**	**19.234**	**1.040.248**	**1.150.496**	**1.363.328**	**865.295**	**111.428**	**89.908**	**-**	**2**	**2.527.100**	**2.124.935**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	77.140	72.502	284.628	269.151	-	-	-	-	**361.768**	**341.653**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	4.085	3.694	7.481	5.289	3.167	3.034	-	-	**14.733**	**12.017**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.577	2.378	292.285	318.971	575.185	435.658	54.729	33.411	-	-	**923.776**	**790.418**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	4.559	5.604	568.697	617.217	190.017	8.749	23.791	19.941	-	2	**787.064**	**651.513**
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	62.737	78.590	123	-	-	-	**62.860**	**78.590**
Pasivos por impuestos corrientes	-	4.655	31.587	39.658	168.269	9.023	29.047	32.452	-	-	**228.903**	**85.788**
Otros pasivos no financieros corrientes	5.960	6.597	66.454	98.454	75.011	58.835	571	1.070	-	-	**147.996**	**164.956**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**13.835**	**18.131**	**914.316**	**984.895**	**2.159.242**	**2.067.307**	**103.737**	**125.147**	**-**	**-**	**3.191.130**	**3.195.480**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	522.395	528.975	1.796.990	1.602.687	-	-	-	-	**2.319.385**	**2.131.662**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	80.379	86.279	55.731	47.316	13.261	13.836	-	-	**149.371**	**147.431**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	13.420	4.419	6.086	4.169	22.919	40.058	-	-	**42.425**	**48.646**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	113.972	63.882	-	-	19.545	23.745	-	-	**133.517**	**87.627**
Otras provisiones no corrientes	-	-	13.881	12.480	272.089	226.180	4.044	3.150	-	-	**290.014**	**241.810**
Pasivo por impuestos diferidos	10.272	10.812	78.592	72.901	-	162.719	43.704	44.046	-	-	**132.568**	**290.478**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	112	118	-	-	28.346	24.236	264	312	-	-	**28.722**	**24.666**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.451	7.201	91.677	215.959	-	-	-	-	-	-	**95.128**	**223.160**
Patrimonio Neto	**74.076**	**68.543**	**5.133.403**	**4.903.809**	**1.928.097**	**1.542.521**	**1.364.121**	**1.382.881**	**5**	**-**	**8.499.702**	**7.897.754**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**74.076**	**68.543**	**5.133.403**	**4.903.809**	**1.928.097**	**1.542.521**	**1.364.121**	**1.382.881**	**5**	**-**	**8.499.702**	**7.897.754**
Capital emitido y pagado	159.411	135.224	4.831.516	4.461.100	198.089	173.470	1.032.451	1.032.451	-	-	**6.221.467**	**5.802.245**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(106.035)	(79.564)	65.197	240.164	(572.520)	(647.775)	261.267	283.168	-	-	**(352.091)**	**(204.007)**
Primas de emisión	-	-	-	-	35.690	31.254	-	-	-	-	**35.690**	**31.254**
Acciones propias en cartera	-	-	(54)	(51)	-	-	-	-	-	-	**(54)**	**(51)**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	20.700	12.883	236.744	202.596	2.266.838	1.985.572	70.403	67.262	5	-	**2.594.690**	**2.268.313**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**100.007**	**105.908**	**7.087.967**	**7.039.200**	**5.450.667**	**4.475.123**	**1.579.286**	**1.597.936**	**5**	**2**	**14.217.932**	**13.218.169**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ingreso	**3.530**	**36.707**	**1.164.083**	**965.789**	**1.786.975**	**1.222.583**	**244.153**	**253.054**	**-**	**(25)**	**3.198.741**	**2.478.108**
Ingresos de actividades ordinarias	3.528	36.707	1.131.228	960.393	1.772.316	1.200.920	243.862	252.967	-	(25)	**3.150.934**	**2.450.962**
Ventas de energía	1.038	34.215	1.130.691	960.022	1.759.852	1.188.498	243.668	252.792	-	-	**3.135.249**	**2.435.527**
Otras ventas	24	29	425	98	12.387	12.344	29	40	-	-	**12.865**	**12.511**
Otras prestaciones de servicios	2.466	2.463	112	273	77	78	165	135	-	(25)	**2.820**	**2.924**
Otros ingresos	2	-	32.855	5.396	14.659	21.663	291	87	-	-	**47.807**	**27.146**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(243)**	**(3.133)**	**(633.129)**	**(450.338)**	**(604.432)**	**(506.722)**	**(75.534)**	**(72.654)**	**-**	**25**	**(1.313.338)**	**(1.032.822)**
Compras de energía	66	(80)	(549.831)	(379.168)	(414.091)	(341.978)	(57.045)	(53.811)	-	25	**(1.020.901)**	**(775.012)**
Consumo de combustible	-	-	(3)	(3)	(35.142)	(15.967)	-	-	-	-	**(35.145)**	**(15.970)**
Gastos de transporte	(1)	-	(81.667)	(69.535)	(82.035)	(92.663)	(16.461)	(17.387)	-	-	**(180.164)**	**(179.585)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(308)	(3.053)	(1.628)	(1.632)	(73.164)	(56.114)	(2.028)	(1.456)	-	-	**(77.128)**	**(62.255)**
Margen de Contribución	**3.287**	**33.574**	**530.954**	**515.451**	**1.182.543**	**715.861**	**168.619**	**180.400**	**-**	**-**	**1.885.403**	**1.445.286**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.731	14	4.950	3.620	17	19	-	-	**6.698**	**3.653**
Gastos por beneficios a los empleados	(1.782)	(935)	(15.462)	(14.443)	(54.057)	(40.001)	(8.909)	(9.854)	-	-	**(80.210)**	**(65.233)**
Otros gastos, por naturaleza	(1.506)	(5.446)	(96.032)	(79.472)	(54.308)	(40.312)	(16.705)	(16.130)	-	-	**(168.551)**	**(141.360)**
Resultado Bruto de Explotación	**(1)**	**27.193**	**421.191**	**421.550**	**1.079.128**	**639.168**	**143.022**	**154.435**	**-**	**-**	**1.643.340**	**1.242.346**
Gasto por depreciación y amortización	(95)	(472)	(165.357)	(147.998)	(87.698)	(65.636)	(42.025)	(37.974)	-	-	**(295.175)**	**(252.080)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	(19)	(1.054)	-	-	6.311	-	(272)	-	-	**(1.054)**	**6.020**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	-	-	1.078	(2.624)	(24.923)	(3.494)	(992)	19	-	-	**(24.837)**	**(6.099)**
Resultado de Explotación	**(96)**	**26.702**	**255.858**	**270.928**	**966.507**	**576.349**	**100.005**	**116.208**	**-**	**-**	**1.322.274**	**990.187**
Resultado Financiero	**(12.369)**	**5.110**	**(25.316)**	**(28.481)**	**(153.548)**	**(96.880)**	**1.365**	**(6.114)**	**-**	**(1)**	**(189.868)**	**(126.366)**
Ingresos financieros	**3.872**	**6.565**	**58.776**	**53.617**	**10.842**	**5.027**	**4.331**	**3.357**	**-**	**(12)**	**77.821**	**68.554**
Efectivo y otros medios equivalentes	559	2.912	34.847	23.633	19.497	10.576	2.051	272	-	-	**56.954**	**37.393**
Otros ingresos financieros	3.313	3.653	23.929	29.984	(8.655)	(5.549)	2.280	3.085	-	(12)	**20.867**	**31.161**
Costos financieros	**(33)**	**(468)**	**(87.313)**	**(81.945)**	**(153.617)**	**(102.727)**	**(6.138)**	**(8.856)**	**1**	**13**	**(247.100)**	**(193.983)**
Préstamos bancarios	(7)	3	(36.990)	(38.490)	(217.814)	(150.314)	-	-	-	-	**(254.811)**	**(188.801)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(5.749)	(6.531)	(18.958)	(25.080)	-	-	-	-	**(24.707)**	**(31.611)**
Otros	(26)	(471)	(44.574)	(36.924)	83.155	72.667	(6.138)	(8.856)	1	13	**32.418**	**26.429**
Resultados por Unidades de Reajuste	(16.554)	(21.598)	-	-	-	-	-	-	-	-	**(16.554)**	**(21.598)**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**346**	**20.611**	**3.221**	**(153)**	**(10.773)**	**820**	**3.172**	**(615)**	**(1)**	**(2)**	**(4.035)**	**20.661**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.483**	**-**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**834**	**140**	**1**	**-**	**-**	**140**	**835**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	717	-	-	-	-	**-**	**717**
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	117	140	1	-	-	**140**	**118**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(10.982)**	**31.812**	**230.542**	**242.447**	**812.959**	**480.303**	**101.510**	**110.095**	**-**	**(1)**	**1.134.029**	**864.656**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	3.032	(14.698)	(83.195)	(61.594)	(264.193)	(148.394)	(36.343)	(33.603)	-	-	**(380.699)**	**(258.289)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(7.950)**	**17.114**	**147.347**	**180.853**	**548.766**	**331.909**	**65.167**	**76.492**	**-**	**(1)**	**753.330**	**606.367**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(7.950)**	**17.114**	**147.347**	**180.853**	**548.766**	**331.909**	**65.167**	**76.492**	**-**	**(1)**	**753.330**	**606.367**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generacion y Transmision											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	13.923	19.514	(43.445)	239.227	752.904	41.419	111.563	95.151	-	-	**834.945**	**395.311**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(4.307)	10.330	(232.708)	(235.017)	(167.851)	(270.833)	(7.302)	(19.802)	(46.468)	(9.500)	**(458.636)**	**(524.822)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(17.753)	(228.819)	(210.917)	(368.155)	(322.109)	(86.618)	(40.490)	46.468	9.500	**(637.124)**	**(581.769)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Activos Corrientes	**473.316**	**369.154**	**3.858.211**	**3.220.371**	**817.133**	**616.317**	**-**	**-**	**5.148.660**	**4.205.842**
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.996	15.533	209.592	172.264	228.183	133.784	-	-	**449.771**	**321.581**
Otros activos financieros corrientes	60.825	-	832	59.033	2.697	6.851	-	-	**64.354**	**65.884**
Otros activos no financieros, corriente	17.408	17.823	286.704	311.500	-	18.038	-	-	**304.112**	**347.361**
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	326.804	288.772	2.784.287	2.199.301	480.639	390.948	-	-	**3.591.730**	**2.879.021**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	991	433	17.453	11.928	4.048	1.702	-	-	**22.492**	**14.063**
Inventarios corrientes	55.292	46.593	400.947	315.952	95.565	61.941	-	-	**551.804**	**424.486**
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	158.396	150.393	2.476	569	-	-	**160.872**	**150.962**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	3.525	2.484	-	-	**3.525**	**2.484**
Activos No Corrientes	**2.997.218**	**2.531.165**	**11.943.878**	**10.451.242**	**3.179.841**	**2.695.668**	**-**	**-**	**18.120.937**	**15.678.075**
Otros activos financieros no corrientes	4	3	6.722.814	5.414.431	98	2	-	-	**6.722.916**	**5.414.436**
Otros activos no financieros no corrientes	2	2	1.890.259	1.783.082	48.387	49.877	-	-	**1.938.648**	**1.832.961**
Cuentas por cobrar no corrientes	-	-	220.711	209.900	8.582	7.455	-	-	**229.293**	**217.355**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	2	-	-	-	556	-	-	**2**	**558**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	178	139	-	-	8.056	7.461	-	-	**8.234**	**7.600**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	144.913	125.025	2.468.175	2.397.534	84.289	84.984	-	-	**2.697.377**	**2.607.543**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Propiedades, planta y equipo	2.834.459	2.388.363	95.824	71.896	3.015.674	2.530.375	-	-	**5.945.957**	**4.990.634**
Propiedad de inversión	-	-	7.488	7.069	-	-	-	-	**7.488**	**7.069**
Activos por derecho de uso	17.660	17.631	107.473	132.835	14.755	14.958	-	-	**139.888**	**165.424**
Activos por impuestos diferidos	-	-	431.134	434.495	-	-	-	-	**431.134**	**434.495**
TOTAL ACTIVOS	**3.470.534**	**2.900.319**	**15.802.089**	**13.671.613**	**3.996.974**	**3.311.985**	**-**	**-**	**23.269.597**	**19.883.917**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Pasivos Corrientes	**1.051.086**	**906.530**	**5.000.566**	**4.352.084**	**539.490**	**364.116**	**-**	**-**	**6.591.142**	**5.622.730**
Otros pasivos financieros corrientes	106.749	63.934	1.399.988	1.041.479	14.971	103.639	-	-	**1.521.708**	**1.209.052**
Pasivos por arrendamientos corrientes	5.340	783	52.489	50.672	2.521	3.857	-	-	**60.350**	**55.312**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	674.888	625.259	2.383.356	2.275.429	338.305	168.498	-	-	**3.396.549**	**3.069.186**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	122.224	123.912	1.053.802	883.199	153.301	17.179	-	-	**1.329.327**	**1.024.290**
Otras provisiones corrientes	70.931	31.757	67.082	78.531	10.865	12.058	-	-	**148.878**	**122.346**
Pasivos por impuestos corrientes	33.811	23.557	-	-	23	23.377	-	-	**33.834**	**46.934**
Otros pasivos no financieros corrientes	37.143	37.328	43.849	22.774	19.504	35.508	-	-	**100.496**	**95.610**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**949.718**	**777.366**	**5.499.973**	**4.486.886**	**1.018.398**	**740.459**	**-**	**-**	**7.468.089**	**6.004.711**
Otros pasivos financieros no corrientes	214.379	52.572	2.160.374	1.687.265	615.749	593.608	-	-	**2.990.502**	**2.333.445**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14.659	19.265	84.025	92.728	15.846	14.023	-	-	**114.530**	**126.016**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	273.578	268.430	1.202.679	1.144.523	84.078	62.475	-	-	**1.560.335**	**1.475.428**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	42.430	44.574	1.118.220	699.406	-	-	-	-	**1.160.650**	**743.980**
Otras provisiones no corrientes	7.216	7.330	566.032	506.975	5.131	5.116	-	-	**578.379**	**519.421**
Pasivo por impuestos diferidos	381.108	369.851	97.879	61.988	222.522	-	-	-	**701.509**	**431.839**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.205	12.942	269.414	291.899	75.072	65.237	-	-	**358.691**	**370.078**
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.143	2.402	1.350	2.102	-	-	-	-	**3.493**	**4.504**
Patrimonio Neto	**1.469.730**	**1.216.423**	**5.301.550**	**4.832.643**	**2.439.086**	**2.207.410**	**-**	**-**	**9.210.366**	**8.256.476**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**1.469.730**	**1.216.423**	**5.301.550**	**4.832.643**	**2.439.086**	**2.207.410**	**-**	**-**	**9.210.366**	**8.256.476**
Capital emitido y pagado	943.452	802.672	2.941.978	2.777.356	-	-	-	-	**3.885.430**	**3.580.028**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	76.166	30.807	622.244	744.724	1.804.612	1.642.346	-	-	**2.503.022**	**2.417.877**
Otras reservas	450.112	382.944	1.737.328	1.310.563	634.474	565.064	-	-	**2.821.914**	**2.258.571**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**3.470.534**	**2.900.319**	**15.802.089**	**13.671.613**	**3.996.974**	**3.311.985**	**-**	**-**	**23.269.597**	**19.883.917**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Ingreso	**1.403.940**	**1.133.674**	**6.309.836**	**5.314.861**	**2.040.607**	**1.628.796**	**-**	**-**	**9.754.383**	**8.077.331**
Ingresos de actividades ordinarias	1.388.653	1.025.783	4.964.243	4.333.192	2.021.197	1.611.494	-	-	**8.374.093**	**6.970.469**
Ventas de energía	1.341.443	988.689	3.993.666	3.595.650	991.041	805.947	-	-	**6.326.150**	**5.390.286**
Otras ventas	457	405	138	-	832	884	-	-	**1.427**	**1.289**
Otras prestaciones de servicios	46.753	36.689	970.439	737.542	1.029.324	804.663	-	-	**2.046.516**	**1.578.894**
Otros ingresos	15.287	107.891	1.345.593	981.669	19.410	17.302	-	-	**1.380.290**	**1.106.862**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(963.237)**	**(731.510)**	**(4.267.351)**	**(3.607.001)**	**(1.174.078)**	**(893.585)**	**-**	**-**	**(6.404.666)**	**(5.232.096)**
Compras de energía	(847.601)	(629.239)	(2.556.114)	(2.238.687)	(855.924)	(601.327)	-	-	**(4.259.639)**	**(3.469.253)**
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Gastos de transporte	(57.590)	(38.917)	(623.469)	(515.768)	(236.435)	(212.011)	-	-	**(917.494)**	**(766.696)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(58.046)	(63.354)	(1.087.768)	(852.546)	(81.719)	(80.247)	-	-	**(1.227.533)**	**(996.147)**
Margen de Contribución	**440.703**	**402.164**	**2.042.485**	**1.707.860**	**866.529**	**735.211**	**-**	**-**	**3.349.717**	**2.845.235**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	24.241	16.038	96.924	64.516	39.318	29.955	-	-	**160.483**	**110.509**
Gastos por beneficios a los empleados	(152.831)	(136.790)	(289.821)	(235.268)	(72.486)	(58.879)	-	-	**(515.138)**	**(430.937)**
Otros gastos, por naturaleza	(151.251)	(136.257)	(465.540)	(358.580)	(127.183)	(121.377)	-	-	**(743.974)**	**(616.214)**
Resultado Bruto de Explotación	**160.862**	**145.155**	**1.384.048**	**1.178.528**	**706.178**	**584.910**	**-**	**-**	**2.251.088**	**1.908.593**
Gasto por depreciación y amortización	(149.567)	(118.424)	(373.884)	(412.475)	(129.205)	(103.251)	-	-	**(652.656)**	**(634.150)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(579)	-	-	-	**(579)**	**-**
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(53.833)	(41.936)	(83.216)	(185.024)	(15.088)	(12.483)	-	-	**(152.137)**	**(239.443)**
Resultado de Explotación	**(42.538)**	**(15.205)**	**926.948**	**581.029**	**561.306**	**469.176**	**-**	**-**	**1.445.716**	**1.035.000**
Resultado Financiero	**83.272**	**(2.624)**	**(599.467)**	**(478.703)**	**(100.834)**	**(131.433)**	**-**	**-**	**(617.029)**	**(612.760)**
Ingresos financieros	**11.536**	**6.429**	**254.902**	**158.973**	**18.993**	**14.882**	**-**	**-**	**285.431**	**180.284**
Efectivo y otros medios equivalentes	3.074	1.259	14.402	1.698	-	-	-	-	**17.476**	**2.957**
Otros ingresos financieros	8.462	5.170	240.500	157.275	18.993	14.882	-	-	**267.955**	**177.327**
Costos financieros	**(173.186)**	**(162.554)**	**(807.555)**	**(614.887)**	**(127.966)**	**(151.031)**	**-**	**-**	**(1.108.707)**	**(928.472)**
Préstamos bancarios	(41.769)	(17.495)	(142.358)	(28.194)	-	-	-	-	**(184.127)**	**(45.689)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(124.410)	(102.931)	-	-	-	-	**(124.410)**	**(102.931)**
Otros	(131.417)	(145.059)	(540.787)	(483.762)	(127.966)	(151.031)	-	-	**(800.170)**	**(779.852)**
Resultados por Unidades de Reajuste	242.752	170.338	-	-	-	-	-	-	**242.752**	**170.338**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**2.170**	**(16.837)**	**(46.814)**	**(22.789)**	**8.139**	**4.716**	**-**	**-**	**(36.505)**	**(34.910)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	(51)	-	-	353	279	-	-	**367**	**228**
Otras ganancias (pérdidas)	**125**	**-**	**-**	**-**	**-**	**129**	**-**	**-**	**125**	**129**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Resultados en Ventas de Activos	125	-	-	-	-	129	-	-	**125**	**129**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**40.873**	**(17.880)**	**327.481**	**102.326**	**460.825**	**338.151**	**-**	**-**	**829.179**	**422.597**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(918)	13.382	(84.587)	(8.463)	(179.432)	(125.286)	-	-	**(264.937)**	**(120.367)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**39.955**	**(4.498)**	**242.894**	**93.863**	**281.393**	**212.865**	**-**	**-**	**564.242**	**302.230**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**39.955**	**(4.498)**	**242.894**	**93.863**	**281.393**	**212.865**	**-**	**-**	**564.242**	**302.230**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	84.560	16.856	507.527	329.951	737.176	1.088.715	-	-	**1.329.263**	**1.435.522**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(229.625)	(105.972)	(1.027.999)	(733.962)	(322.815)	(261.183)	-	-	**(1.580.439)**	**(1.101.117)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	142.272	89.331	547.513	278.502	(397.597)	(296.807)	-	-	**292.188**	**71.026**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

35.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo Pendiente	
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor contable	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Banco Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Edesur S.A.	Acreedor	Prenda sobre cuentas en recaudación y cuenta por cobrar	Cobranzas Clientes	ARS	254.743	270.220	80.043
Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y depósitos en garantía	Cobranzas Clientes	BRL	7.701	56.831	20.328
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Depósitos en garantía y prenda sobre acciones	Depósitos y acciones*	BRL	598.953	367.678	363.091
Total						**861.397**	**694.729**	**463.462**

(*) Corresponden a títulos de acción que se tienen sobre las compañías de: EGP Cabeça De Boi, EGP Damascena, EGP Delfina A Eólica, EGP Fazenda, EGP Maniçoba Eólica, EGP Morro Do Chapéu I Eólica, EGP Morro Do Chapéu II Eólica y EGP Salto Apiacás.

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, no existen propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos.

Al 30 de septiembre de 2026, Enel Américas tenía compromisos futuros de adquisiciones, relacionados con compra de energía, contratos de operación y mantenimiento y otros servicios por un importe de MUS$58.883.406 (MUS$49.767.392 al 31 de diciembre de 2025).

35.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Garantía			Saldo pendiente	
				Nombre	Relación	Garante	Tipo de Garantía	Moneda	al 30.09.2026	al 31.12.2025
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas)(1)	Codeudor Solidario	UF	24.649	29.810
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas)(1)	Codeudor Solidario	UF	136.156	159.588
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla I	Agosto 2026	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	38.425
Préstamo Bancario	Deutsche Bank 4131 - Ampla I	Abril 2027	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	43.341	39.443
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla II	Mayo 2027	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	26.542	24.119
Préstamo Bancario	Deutsche Bank 4131 - Ampla II	Mayo 2027	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	26.530	24.071
Préstamo Bancario	BNP Paribas 4131 III	Diciembre 2026	BNP Paribas	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	31.741	32.275
Nota Comercial	1ª Nota Comercial	Abril 2026	Bradesco y BTG Pactual	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	-	327.322
Préstamo Bancario	Deutsche Bank CCB	Enero 2028	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	63.920	-
Préstamo Bancario	Bank Of America 4131 - Ampla I	Febrero 2027	Bank of America Merrill Lynch Banco Múltiplo S.A.	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	45.283	-
Préstamo Bancario	Bank Of America 4131 - Ampla II	Marzo 2028	Bank of America Merrill Lynch Banco Múltiplo S.A.	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	29.155	-
Nota Comercial	2ª Nota Comercial	Octubre 2026	Bradesco y BTG Pactual	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	370.576	-
Préstamo Bancario	DEUTSCHE BANK 4131 - AMPLA III	Mayo 2027	Deutsche Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	51.138	-
Préstamo Bancario	HSBC 4131	Noviembre 2027	Banco HSBC	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	93.650	-
Préstamo Bancario	Credit Agricole 4131 - Ampla	Diciembre 2027	Banco Credit Agricole Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	69.659	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla III	Julio 2027	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	19.887	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla IV	Agosto 2027	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	13.729	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 - Ampla V	Agosto 2027	MUFG Brasil	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	39.291	-
Préstamo Bancario	JP Morgan 4131	Agosto 2028	JP Morgan Chase Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	15.669	-
Préstamo Bancario	JP Morgan 4131 II	Marzo 2027	JP Morgan Chase Bank	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	33.772	-
Línea de Crédito	Conta Garantida Bradesco IV	Noviembre 2026	Banco Bradesco S.A.	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	8.314	-
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -1ª serie	Mayo 2029	Bonistas Locales	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	101.901	92.505
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -2ª serie	Mayo 2030	Bonistas Locales	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	104.963	94.036
Préstamo Bancario	Itaú CCB	Febrero 2026	Itaú Unibanco S.A.	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	-	47.306
Préstamo Bancario	Credit Agricole 4131	Marzo 2027	Banco Credit Agricole Brasil	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	19.672	-
Nota Comercial	2ª Nota Comercial	Mayo 2027	Banco Bradesco S.A.	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	225.006	-
Préstamo Bancario	BNB Giro	Junio 2027	Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	14.505	-
Préstamo Bancario	HSBC 4131	Enero 2028	HSBC Bank Brasil S.A. - Banco Múltiplo	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	CHF	53.484	-
Préstamo Bancario	HSBC 4131 II	Marzo 2028	HSBC Bank Brasil S.A. - Banco Múltiplo	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	CHF	42.847	-
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	European Investment Bank	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SpA	Aval	US$	50.893	57.251
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión - 1ª serie	Mayo 2028	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	198.707	180.384
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión -2ª serie	Junio 2029	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	85.686	73.993
Préstamo Bancario	MUFG 4131 II	Junio 2026	MUFG Brasil	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	-	29.602
Bonos locales	Bono Local 29ª Emisión	Septiembre 2035	Bonistas Locales	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	100.685	94.309
Préstamo Bancario	Credit Agricole 4131 II	Noviembre 2027	Credit Agricole Brasil	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	EUR	154.521	161.002
Préstamo Bancario	BNDES Inovação - Subcrédito A	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	35.355	32.828
Préstamo Bancario	BNDES FINEM - Subcrédito B	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	36.904	34.506
Préstamo Bancario	BNDES FINAME	Noviembre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	48.376	46.690
Préstamo Bancario	BNP 4131 VI	Marzo 2027	BNP Paribas Brasil S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	EUR	57.493	-
Préstamo Bancario	BNP 4131 VII	Marzo 2027	BNP Paribas Brasil S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	EUR	193.510	-
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	9.729	9.160
Préstamo Bancario	BNDES Inovação - Subcrédito A	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	13.279	-
Préstamo Bancario	BNDES FINEM - Subcrédito B	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	13.623	-
Préstamo Bancario	BNDES FINAME	Octubre 2035	BNDES	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	18.698	-
Línea de Crédito	CCB Bradesco	Diciembre 2026	Banco Bradesco S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	55.229	-
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	9.824	9.869
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto 2033	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	29.710	34.857
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto 2033	Bank of China Ltd. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	30.922	36.280
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto 2033	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	26.575	31.179
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto 2033	Bank of China Ltd. - Milan Branch	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	27.659	32.452
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	10.088	10.161
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	2.363	2.380
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	10.105	10.178
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	10.153	10.227
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	6.510	7.898
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	6.255	7.588
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	EUR	12.266	13.744
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	9.765	11.848
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	9.382	11.383
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	EUR	18.399	20.617
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	Bank of China Ltd. - Milan Branch	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	6.510	7.898
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	Banco Santander S.A. - Milan Branch	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	6.255	7.588
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	EUR	12.266	13.744
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	BRL	9.849	9.893
Total									**3.032.924**	**1.918.409**

(1) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo con el contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

Argentina:

Enel Argentina S.A.

1. PROENER S.A.U. inició un arbitraje internacional ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en contra de Enel Argentina S.A., por el supuesto incumplimiento al contrato de compraventa de acciones, en relación con el estado de la planta de generación y pasivos no revelados, mediante el cual Enel Argentina vendió a PREONER el 75,68% de las acciones de Enel Generación Costanera S.A. Se ha contestado la solicitud de arbitraje, solicitando el rechazo de los reclamos descritos y se estima en MARS30.264.000 (MUS$19.847)

Brasil:

Enel Brasil S.A.

2. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras el desecho del proceso en el nivel administrativo, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. Actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL297.343 (MUS$57.478).

3. Enel Brasil recibió una resolución que rechazó unas solicitudes de compensación presentadas a las autoridades fiscales. Las compensaciones utilizaron saldo negativo del impuesto sobre la renta del año de 2019. La cuantía de este litigio se estima en MBRL198.517 (MUS$38.375).

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

4. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública referente al ajuste tarifario de 2010, en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza S.A. y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza S.A. (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerado datos imprecisos en el proceso. Se dictan sentencias desfavorables en primera y segunda instancia. Enel presentó un Recurso Especial que no fue admitido y realizó una presentación en contra de esta decisión, a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

5. COOPERATIVAS RURAIS – Electrificadoras rurales han presentado 5 demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. Si bien hay 5 demandas activas, solo 2 presentan valores relevantes. A pesar de ello, Enel Distribución Ceará paga regularmente el alquiler de la red a las electrificadoras rurales que aún mantienen contratos activos y en las que

sigue pendiente la discusión sobre la propiedad de estos activos, dado que sostenemos que los activos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.

(i) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – (1) COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar ni de primera instancia. El monto involucrado en la demanda que sigue activa es de MBRL358.930 (MUS$69.384).

(ii) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA – En 2023, se elaboró un informe pericial que concluyó que COPERCA había abandonado los activos de la red. Tras las alegaciones de las partes sobre el informe pericial, el 17 de agosto de 2026 se dictó sentencia desestimatoria de las pretensiones, al reconocerse la depreciación total de los activos. La sentencia aún puede ser recurrida. El monto involucrado en la demanda es de MBRL334.729 (MUS$64.705).

6. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S.A. presentó una demanda por daños y perjuicios a raíz de la rescisión de un contrato. La contratista antigua proveedora de la Compañía, alega que una sucesión de acontecimiento ocurridos en los contratos con la Compañía provocó un desequilibrio económico-financiero y perjuicios materiales y morales. La Compañía presentó su defensa en diciembre de 2021, dando por concluida la fase de alegatos y dando inicio a la fase probatoria. En caso de que se dicte una sentencia definitiva desfavorable, la condena podría implicar una eventual indemnización. El valor involucrado en este proceso es de MBRL278.595 (MUS$53.854).

7. Acción popular interpuesta en abril de 2025 por un diputado estatal, solicitando impedir la prórroga del contrato de concesión de la Compañía, alegando la existencia de actos lesivos al patrimonio público y a la moralidad administrativa, y requiriendo la concesión de una medida cautelar. La Compañía presentó su defensa en junio de 2025. El 1 de mayo de 2026 se denegó la medida cautelar solicitada por el actor, motivo por el cual este interpuso un recurso ante el TRF5. El Tribunal desestimó las pretensiones del recurso, manteniendo la denegación de la medida cautelar. En primera instancia, el proceso se encuentra en fase inicial, a la espera de la instrucción. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

8. Acción popular interpuesta en abril de 2025 por un concejal, que solicita el soterramiento de las redes de energía eléctrica de la ciudad de Fortaleza/CE, además del pago de daños morales colectivos. La solicitud de medida cautelar fue denegada, y la Compañía y el Municipio de Fortaleza presentaron sus defensas en mayo de 2025. El juzgado de origen declinó su competencia y el proceso fue remitido a la Justicia Federal, donde se espera la regularización procesal por parte del actor. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

9. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo (subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará), Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al período de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MBRL323.187 (MUS$62.474).

10. El Estado de Ceará levantó 15 actas contra Enel Distribución Ceará por el periodo 2003 al 2004, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total es de MBRL234.132 (MUS$45.259).

11. El Estado de Ceará levantó 14 actas contra Enel Distribución Ceará para exigir ICMS sobre el subsidio pagado por el Gobierno Federal a Enel Ceará (y todos los distribuidores en Brasil) por descuentos regulatorios aplicados a ciertos consumidores, para los años de 2015, 2016 y 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL741.885 (MUS$143.411).

12. Acción popular contra la ANEEL y las distribuidoras de energía – Renovación de las concesiones -El 30 de abril, Enel Distribuição São Paulo ("Enel SP"), Enel Distribuição Rio de Janeiro ("Enel RJ") y Enel Distribuição Ceará ("Enel CE") fueron notificadas de una acción popular interpuesta por determinados ciudadanos contra la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), sus administradores y las 19 empresas distribuidoras de energía del país, con el objeto de impedir la renovación de los contratos de concesión e imponer condiciones más estrictas, no previstas por la ley, relacionadas con el pago previo de sanciones y la verificación de los indicadores de calidad de la prestación del servicio. Enel presentó su defensa el 7 de julio de 2026. En cuanto a la medida cautelar solicitada, los demandantes requirieron la suspensión de los procedimientos de renovación en curso. Dicha solicitud fue rechazada en primera instancia y el recurso interpuesto contra esa decisión se encuentra pendiente de resolución. El monto de la demanda es indeterminado.

Enel Distribución Río (ex Ampla Energía y Servicios)

13. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S.A. presentó una demanda por daños y perjuicios a raíz de la recisión de un contrato. La contratista, antigua proveedora de la Compañía, alega que una sucesión de acontecimientos ocurridos en los contratos con la Compañía provocó un desequilibrio económico-financiero y perjuicios materiales y morales. La Compañía presentó su defensa en diciembre de 2021, dando por concluida la fase de alegatos y dando inicio a la fase probatoria. En caso de que se dicte una sentencia definitiva desfavorable, la condena podría implicar una eventual indemnización. El caso de encuentra en etapa de prueba. El monto involucrado en la demanda es de MBRL199.365 (MUS$38.539).

14. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N°2.335/87. La acción de rescisión presentada por ENEL fue juzgada desfavorable el 6 de junio de 2022. Enel presentó varios recursos que fueron juzgados desfavorables. El 30 de abril de 2024. Enel presentó un nuevo recurso el cual todavía se encuentra pendiente de resolución. El monto involucrado en la demanda es de MBRL146.910 (MUS$28.399).

15. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. La Compañía presentó su defensa ante el Poder Judicial. La cuantía de este litigio se estima en MBRL705.574 (MUS$136.392).

16. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima MBRL136.113 (MUS$26.312).

17. Cibran (Companhia Brasileira de Antibióticos) ha presentado algunas demandas indemnizatorias por problemas con el suministro de energía, ocurridos durante el período que va entre los años 1987 a 1999 y algunos días del año de 2002. El monto involucrado es indeterminado.

18. Acción civil pública interpuesta por la Municipalidad de Paraty el 28 de diciembre de 2005, en la que se alega la mala calidad del suministro eléctrico en el municipio. El proceso ordena la modernización de la red que abastece el municipio y se encuentra en fase de ejecución de la sentencia. Actualmente, el caso está suspendido para buscar un acuerdo. El monto en el proceso es indeterminado.

19. Como consecuencia del evento climático del 18 de noviembre de 2023, al 30 de septiembre de 2026 hay 651 demandas individuales y 18 demandas colectivas pendientes de resolución presentadas por representantes municipales, la Fiscalía y una asociación, en las que se solicitan medidas cautelares para obligar al distribuidor a prestar servicios y proporcionar información y, en última instancia, a mantener las medidas de servicio, así como una indemnización por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinará en el momento procesal oportuno. Dos demandas colectivas relacionadas con este evento ya han transitado en cosa juzgada a favor de Enel. Así, para el periodo que finaliza el 30 de septiembre de 2026, en lo que respecta a las demandas individuales, el importe total reclamado es de MBRL19.851 (MUSD 3.837). Aún no es posible estimar los valores de las demandas colectivas, ya que están sujetas a peritajes y resoluciones para la liquidación del monto.

20. El 9 de septiembre de 2025, el Ministerio Público Federal interpuso una acción civil pública contra la Compañía y la ANEEL, solicitando una medida cautelar para suspender el procedimiento administrativo de prórroga del contrato de concesión, sin licitación, alegando una deficiente prestación del servicio. El juez federal de Niterói, donde se presentó la demanda, se declaró incompetente y remitió el expediente a un juez federal de la capital del Estado de Río de Janeiro, al considerar que la pretensión excedía el ámbito territorial de Niterói, dado que la concesión de la Compañía abarca 66 municipios. Posteriormente, la jueza del 35.° Juzgado Federal de Río de Janeiro/RJ también se declaró incompetente y planteó un conflicto negativo de competencia ante el Tribunal Regional Federal de la 2.ª Región. El Ministerio Público Federal emitió dictamen a favor de la competencia del juzgado de la capital. El 5 de mayo de 2026, se dictó una resolución que denegó la medida cautelar solicitada y ordenó al Ministerio Público Federal corregir el valor atribuido a la demanda. El 18 de mayo de 2026, el Ministerio Público Federal interpuso un recurso de apelación interlocutoria (agravo de instrumento) contra la decisión que rechazó la medida cautelar. El 15 de junio de 2026, Enel presentó su escrito de contestación al recurso. El 30 de septiembre, el recurso de apelación (*agravo de instrumento*) presentado por el Ministerio Público Federal fue declarado infundado, manteniéndose la decisión favorable a Enel de denegar la medida cautelar. Hasta la fecha, no existe una decisión judicial sobre el fondo de la acción. El importe involucrado en el proceso es indeterminado.

21. El 13 de marzo de 2026, Luiz Lindbergh Farias Filho interpuso una acción popular contra la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), Ampla Energia e Serviços S.A. (Enel Distribuição Rio) y Light Serviços de Eletricidade S.A., con el objetivo de impugnar los reajustes tarifarios aprobados en marzo de 2026 en el estado de Río de Janeiro. Se sostiene que los reajustes (aprox. 15,46 % para Enel RJ) violarían el principio de moderación tarifaria, sobre todo en el contexto de la recuperación de créditos tributarios relevantes derivados de la exclusión del ICMS de la base del PIS/Cofins, que habrían sido originalmente soportados por los consumidores. Existe una solicitud de medida cautelar para la suspensión inmediata de la vigencia de los reajustes tarifarios hasta que se examine la legalidad del acto regulatorio, la cual aún no ha sido analizada por el juez. No hay decisión judicial sobre la solicitud de medida cautelar, ni se ha dictado sentencia sobre el fondo de la demanda. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

22. Acción popular contra la ANEEL y las distribuidoras de energía – Renovación de las concesiones -El 30 de abril, Enel Distribuição São Paulo ("Enel SP"), Enel Distribuição Rio de Janeiro ("Enel RJ") y Enel Distribuição Ceará ("Enel CE") fueron notificadas de una acción popular interpuesta por determinados ciudadanos contra la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), sus administradores y las 19 empresas distribuidoras de energía del país, con el objeto de impedir la renovación de los contratos de concesión e imponer condiciones más estrictas, no previstas por la ley, relacionadas con el pago previo de sanciones y la verificación de los indicadores de calidad de la prestación del servicio. Enel presentó su defensa el 7 de julio de 2026. En cuanto a la medida cautelar solicitada, los demandantes requirieron la suspensión de los procedimientos de renovación en curso. Dicha solicitud fue rechazada en primera instancia y el recurso interpuesto contra esa decisión se encuentra pendiente de resolución. El monto de la demanda es indeterminado.

23. La Acción Civil Pública fue interpuesta el 11 de febrero de 2010 por el Ministerio Público del Estado de Río de Janeiro y el Municipio de Cachoeiras de Macacu debido a presuntas deficiencias en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica. El 4 de abril de 2010 se concedió una medida cautelar que impuso a la Compañía la obligación de mantener una estructura permanente de atención en el municipio, obligaciones que posteriormente fueron confirmadas por la sentencia de 19 de mayo de 2016. En la fase de ejecución de la sentencia, iniciada en marzo de 2022, se promovió la ejecución de multas por el supuesto incumplimiento de las obligaciones, alcanzando aproximadamente BRL63,2 millones en 2023 (MUS$12.217), con una orden de embargo de fondos que posteriormente fue suspendida por decisión judicial. Actualmente, el proceso permanece suspendido mientras se llevan a cabo negociaciones para un acuerdo, en tanto la Compañía sostiene que ha cumplido las obligaciones impuestas y continúa produciendo pruebas técnicas en su defensa. La controversia pendiente se concentra en la fase de ejecución, especialmente en lo relativo a la configuración del supuesto incumplimiento y a la exigibilidad y cuantificación de las multas coercitivas, cuestiones que continúan sometidas a la consideración judicial. El monto de la demanda es indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

24. En agosto de 2014, la Compañía interpuso una demanda de anulación con el objetivo de obtener una medida cautelar para suspender los efectos de (i) la decisión de la dirección de ANEEL, en el proceso del Cable 1271 MVM, que determinó que la Compañía reembolsara a sus consumidores la suma total de MBRL626.052 (MUS$120.953) (actualizada hasta noviembre de 2013), anulando los efectos de la incorporación de las cuotas de amortización y depreciación asociadas a un activo posiblemente inexistente (es decir, el Cable), y (ii) de las decisiones administrativas posteriores de ANEEL que denegaron la solicitud subsidiaria relativa a la inclusión de determinados activos subvalorados en su base de remuneración para el Reajuste Tarifario Anual de 2014, con la anulación de las decisiones de ANEEL al final del proceso. El 9 de septiembre de 2014, la Compañía obtuvo una resolución preliminar en el recurso de apelación para que la ANEEL recalculara las tarifas sin el componente financiero negativo incluido en las Resoluciones de la ANEEL n.° 4.259/2013 y 2.176/2014, la cual se mantiene vigente a pesar de los recursos interpuestos por la ANEEL. El 10 de abril de 2024 se dictó sentencia desestimando las demandas en primera instancia. Contra la decisión, la Compañía presentó un recurso de apelación y, el 14 de junio de 2024, presentó una solicitud de efecto suspensivo del recurso de apelación de la Compañía para suspender la ejecución de la decisión dictada, habiéndose dictado una resolución que mantiene los efectos de la decisión definitiva dictada por la Sala Sexta del Tribunal Regional Federal de la Primera Región en el marco de un recurso de apelación interlocutoria, hasta el fallo del recurso de apelación de la Compañía. El 16 de septiembre de 2024, se dictó una resolución que ordenó la redistribución de la solicitud de efecto suspensivo del recurso de apelación interpuesto por la Compañía, manteniéndose la vigencia de la medida cautelar hasta su revisión por el nuevo ponente. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.434.024 (MUS$277.206).

25. El Ministerio Público Federal interpuso el 5 de diciembre de 2003 una acción civil pública contra la Compañía y la ANEEL con el fin de que no se tuvieran en cuenta los valores del contrato firmado entre la Compañía y AES Tietê en la composición de las tarifas, así como para obtener el reembolso del doble de las tarifas supuestamente cobradas en exceso en 2003 a los clientes. La demanda fue fallada a favor de la Compañía en primera instancia en noviembre de 2007. En marzo de 2012, se admitió el recurso presentado por el MPF para determinar que el proceso se someta a un peritaje, a fin de determinar si hubo eventual onerosidad excesiva para los consumidores de la Compañía. La Compañía presentó un recurso en julio de 2012 ante el Tribunal Superior de Justicia contra la decisión. El 22 de febrero de 2021, el recurso fue desestimado, por lo que el proceso volverá a primera instancia para que se realice el peritaje. El expediente ha sido devuelto a su origen y se espera el inicio del peritaje. En caso de que se dicte una sentencia definitiva desfavorable, la Compañía tendrá que desembolsar cantidades que, dado el estado actual del proceso, no son cuantificables, y en el presente caso los posibles desembolsos en caso de condena de la Compañía deberán ser solicitados por los usuarios supuestamente perjudicados. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

26. El 16 de noviembre de 2004, la Fiscalía General interpuso una acción civil pública contra la Compañía y la ANEEL con el fin de que se reconociera y, en consecuencia, se extinguiera el beneficio generado indebidamente al incluir en la composición de las tarifas los beneficios derivados del pago de intereses sobre el capital propio, así como con el fin de obligar a la Compañía a devolver el doble de los montos supuestamente cobrados indebidamente tras la revisión tarifaria de 2003. En mayo de 2010, la demanda fue fallada a favor de la Compañía en primera instancia. El Ministerio Público Federal presentó un recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal. El 3 de abril de 2024, se estimó parcialmente el recurso del Ministerio Público Federal, para condenar a la ANEEL a considerar, en los procesos de revisión de la tarifa de energía eléctrica, el beneficio fiscal de los intereses sobre el capital propio. En abril de 2024, la Compañía presentó un recurso de aclaración contra la decisión, el cual fue desestimado el 28 de agosto de 2024. El 19 de septiembre de 2024, la Compañía interpuso un recurso especial y extraordinario. El 15 de abril de 2025, la ANEEL presentó un recurso contra la desestimación del recurso extraordinario y del recurso especial. El 29 de abril de 2025, la Compañía presentó una petición en el caso, en la que se mostraba de acuerdo con los recursos presentados por la ANEEL. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

27. Acción civil pública interpuesta por la Fiscalía Federal (MPF) en el 15 de abril de 2005 en la que se cuestionaba el cobro de deudas de terceros mediante Términos de Confesión de Deuda (TCD). Las sentencias de primera y segunda instancia fueron desfavorables para la Compañía, determinando la nulidad de los TCD relacionados con deudas de terceros y la restitución del doble de los montos cobrados indebidamente. En marzo de 2026, el STJ desestimó los recursos de la empresa. En el 8 de junio de 2026, se interpuso un recurso de divergencia, aún pendiente de fallo. Paralelamente, sigue en curso la ejecución provisional destinada a identificar a los consumidores que podrían beneficiarse de la decisión, a la espera de un nuevo fallo del TRF-3 tras el dictamen de la ANEEL presentado en diciembre de 2025. En caso de que se dicte una resolución final desfavorable en los recursos presentados, la Compañía podría tener que desembolsar el monto de MBRL 88.026 (MUSD 17.016) correspondiente a los TCD localizados, más un monto no cuantificable correspondiente a los TCD no localizados.

28. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La cuantía del litigio es de MBRL183.513 (MUS$35.474).

29. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. La Compañía efectuó un depósito judicial y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. La cuantía del litigio es de MBRL279.120 (MUS$53.956).

30. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo de 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. La Compañía presentó un recurso de apelación, el cual fue juzgado parcialmente favorable. La Compañía presentó un recurso ante el Tribunal Administrativo de última instancia. La cuantía del litigio es de MBRL292.445 (MUS$56.532).

31. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Cuantía del litigio es de MBRL211.330 (MUS$40.851).

32. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Compañía obtuvo decisión desfavorable en la segunda instancia administrativa. Fue presentado un recurso a la última instancia administrativa. La cuantía del litigio es de MBRL211.832 (MUS$40.949).

33. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. La cuantía del litigio es de MBRL145.595 (MUS$28.144).

34. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Autoridad Tributaria Federal no ratificó la cuantía total de MBRL787.663 (MUS$152.260).

35. Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. Enel SP presentó otra garantía con el fin de discutir otras 2 deudas relacionadas con el mismo tema que la empresa está a la espera de las actas de cobro. La cuantía del litigio es de MBRL272.666 (MUS$52.708).

36. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La cuantía total de los litigios es de MBRL228.541 (MUS$44.178).

37. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. En el tercer trimestre de 2025 una de las actas se cerró favorablemente, por lo que la cuantía disminuyó, quedando un total de MBRL220.391 (MUS$42.603).

38. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2018, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La cuantía de todos los litigios es de MBRL414.440 (MUS$80.114).

39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2017, 2018 y 2019, debido a que la compañía presuntamente dedujo determinados montos. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. En diciembre de 2025 la compañía recibió una nueva acta del periodo 2020 y 2021, por lo que la cuantía del litigio ahora es de MBRL1.367.592 (MUS$264.365).

40. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal en contra Enel Distribución Sao Paulo, las cuales no ratifican las compensaciones relacionadas con los créditos de IRPJ y CSLL de saldos negativos de años anteriores (1997 a 1999). La cuantía del litigio es de MBRL457.147 (MUS$88.370).

41. Socrel – Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda. ha presentado una acción contra Enel Distribución Sao Paulo en la cual exige una indemnización por cuenta de la rescisión de 11 contratos. Alega que una sucesión de hechos ocurridos tanto en los contratos, se han materializado con la terminación de los mismos, por lo que reclama indemnización por daños. El 7 de noviembre de 2023 se determina que la demanda vuelve a primera instancia para (i) producir esta prueba oral y (ii) se dictará una nueva decisión. Enel interpuso un Recurso Especial dirigido al Tribunal Superior contra la anulación de la sentencia de primera instancia. El 13 de marzo de 2025, el Tribunal Superior no juzgó el recurso de Enel Distribución Sao Paulo, por cuestiones procesales. El juez falló a favor de Enel, por lo que Socrel interpuso un recurso de apelación en contra de la sentencia, el cual se encuentra pendiente. El monto involucrado en la demanda es de MBRL289.416 (MUS$55.946).

42. En agosto de 2015, la Compañía interpuso una acción de anulación contra la ANEEL, solicitando que se dictara una resolución judicial que declarara la ilegalidad de la resolución de la ANEEL que confirmó ciertos incumplimientos y, en consecuencia, la anulación de la multa impuesta. En julio de 2017 se dictó una sentencia de primera instancia desfavorable para la Compañía. Para este proceso, la Compañía mantiene contratado un seguro de garantía. Actualmente, la Compañía espera el fallo del recurso de apelación presentado en junio de 2018. El monto involucrado en la sanción es de MBRL250.517 (MUS$48.427).

43. Como resultado de los acontecimientos climáticos del 3 de noviembre de 2023, al 30 de septiembre de 2026 hay 236 demandas individuales y 3 demandas colectivas pendientes presentadas por representantes de municipios, sindicatos, partidos políticos, la Fiscalía y la Defensoría Pública. Estas demandas buscan medidas cautelares para obligar a la empresa a proporcionar información y/o documentos y, en última instancia, el mantenimiento de estas medidas, así como la indemnización por daños morales y materiales individuales y colectivos, que se determinarán en la etapa procesal correspondiente, es decir, cuando se emitan las decisiones

y/o los informes periciales. Cinco demandas fueron desestimadas con sentencias definitivas a favor de Enel SP. Por lo tanto, al 30 de septiembre de 2026, el monto total reclamado en las 236 demandas individuales es de MBRL11.333 (MUSD$ 2.191). En cuanto a las demandas colectivas, aún no es posible estimar su valor, ya que están sujetas a peritajes y resoluciones para determinar su cuantía.

44. El 22 de julio de 2022, la Compañía recibió un Acta de Infracción (AI) relacionada con los indicadores de calidad de Duración Equivalente de Interrupción (DEC) y Frecuencia Equivalente de Interrupción (FEC) correspondientes al año 2021, con la constatación de No Conformidad (NC.1) por no prestar un servicio adecuado en cuanto a la calidad del suministro de energía eléctrica, lo que resultó en la imposición de una multa por un monto de MBRL 95.872 (MUS$18.522). El 6 de febrero de 2024, ANEEL resolvió el recurso interpuesto por la Compañía y lo desestimó, manteniendo la multa en su monto original de MBRL 95.872. El 7 de marzo de 2024, la Compañía interpuso una acción judicial con solicitud de medida cautelar, la cual fue concedida en la misma fecha, ordenando a ANEEL abstenerse de realizar cualquier acto de cobro, incluyendo la suspensión de la inscripción de la concesionaria en el Sistema de Inadimplentes de ANEEL, en el Registro Informativo de Créditos no Cancelados del Sector Público Federal (CADIN) y, cumulativamente, en la deuda activa, hasta que se dicte una decisión judicial definitiva. El 3 de febrero de 2026 se dictó una sentencia que desestimó las pretensiones de la Compañía y confirmó el acta de infracción en su totalidad. No obstante, se mantuvieron los efectos de la medida cautelar hasta que exista sentencia firme o decisión en contrario. El monto actualizado involucrado en la demanda es de MBRL 169.692 (MUS$23.803) al 30 de septiembre de 2026.

45. El 9 de febrero de 2024, al considerar que la no conformidad se había confirmado, el área de inspección de la ANEEL emitió el Acta de Infracción n.° 02/2024, en la que opina por la aplicación de una multa a la Compañía por un monto de MBRL165.808 (MUS$32.052). El 21 de febrero de 2024, la Compañía presentó un recurso ante la ANEEL, cumpliendo con el plazo establecido por el regulador contra la infracción. El 9 de abril de 2024, la ANEEL mantuvo la sanción aplicada. Debido a la sanción impuesta, el 25 de abril de 2024 la Compañía interpuso una acción de anulación con solicitud de medida cautelar, la cual fue concedida el 26 de abril de 2024 para determinar que la ANEEL suspenda la exigibilidad de la multa impuesta, absteniéndose de adoptar medidas coercitivas con miras al cobro de la deuda. Por consiguiente, se abstuviera de inscribir a la Compañía en el CADIN, así como permitiera la expedición de un certificado de solvencia con efecto de insolvencia, salvo que existan otras deudas exigibles distintas de la que es objeto de la presente acción judicial, hasta que se resuelva la acción judicial. Contra la decisión que concedió la medida cautelar, ANEEL interpuso un recurso de apelación interlocutoria, cuyo fallo estamos a la espera. El monto de la multa es de MBRL225.764 (MUS$43.642).

46. Como resultado del fenómeno meteorológico del 11 de octubre de 2024, la empresa fue demandada en 471 juicios individuales y 9 demandas colectivas en curso hasta el 30 de septiembre de 2026. Entre los demandantes se encuentran fiscales, representantes municipales, asociaciones, partidos políticos, el Gobierno Federal y el Estado de São Paulo. Estas acciones buscan medidas cautelares relacionadas con la calidad del servicio de suministro de electricidad prestado por la Compañía, exigiendo la divulgación de información y/o documentos, y solicitando la intervención en el contrato de concesión. En cuanto al fondo, los demandantes solicitaron que se mantuvieran las medidas cautelares, que se ordenara a la Compañía pagar las indemnizaciones por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinaran en la fase procesal correspondiente, y que se declarara rescindido el contrato de concesión y/o se aplicaran sanciones a la Compañía. Tres demandas colectivas fueron desestimadas con sentencias definitivas a favor de Enel SP. Al 30 de septiembre de 2026, el monto total reclamado en las 471 demandas individuales es de MBRL11.068 (MUSD$2.140). En cuanto a las demandas colectivas, aún no es posible estimar los montos de riesgo, ya que están sujetas a peritajes y decisiones para determinar su valor.

47. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Rio en septiembre de 2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre diciembre de 2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo y para Enel Distribución Rio, mayo de 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de nuestros asesores legales, así como también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Rio reconocieron activos que actualmente tienen un saldo de MBRL2.581.590 (MUS$499.038) y MBRL2.252.053 (MUS$435.337), respectivamente. En tanto, Enel Distribución Ceará ha compensado totalmente el crédito.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El 28 de junio de 2022 se publicó la Ley 14.385/2022 para regular la devolución a los consumidores de los montos de los impuestos recaudados en exceso por los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, tales como los resultantes de la exclusión del ICMS de la base de cálculo del PIS y COFINS.

Considerando la interpretación de las autoridades fiscales, Enel Sao Paulo y Enel Ceará interpusieron un litigio para garantizar su respectivo derecho a compensar todo el crédito de PIS y COFINS reconocido por la decisión definitiva sin limitación de tiempo. En el litigio de Enel Sao Paulo, el Tribunal Superior de Justicia devolvió el caso al tribunal de segunda instancia para que aguarde la resolución del Tema en el Superior Tribunal, tras lo cual se aplicará el criterio vinculante. El litigio de Enel Ceará se encuentra actualmente en el Tribunal Superior de Justicia con recurso de la Hacienda.

En 29 de diciembre de 2023, fue publicada una Medida Provisional 1 que trata de las compensaciones tributarias, creando límites para la utilización de créditos provenientes de una decisión judicial definitiva y estableciendo que las compensaciones podrán ser realizadas tras 5 años. La mencionada Medida Provisional fue convertida en Ley.

Las Compañías seguirán adoptando los procedimientos de recuperación del crédito tributario de acuerdo con las previsiones legales y presentaron los cálculos del crédito fiscal en respuesta a la solicitud de la Autoridad Tributaria Fiscal. Enel SP presentó una manifestación de disconformidad ante la no aceptación por parte de las autoridades fiscales.

En el juicio del Supremo Tribunal Federal (STF) de la Acción Directa de Inconstitucionalidad – ADI nº 7.324 se reconoció la constitucionalidad de la Ley 14.385/2022 y la sentencia fue publicada el 10 de diciembre de 2025. El STF estableció que la devolución está limitada al plazo de prescripción de 10 años, contados desde la efectiva restitución del pago indebido a la distribuidora o desde la homologación definitiva de la compensación realizada por ella. Los valores cuyo hecho generador sea anterior a dicho plazo no serían objeto de devolución vía pasivo regulatorio. La referida decisión está sujeta a eventuales aclaraciones o modulaciones que serán definidas por el STF en el juicio de los recursos presentados.

48. El 16 de marzo de 2021, la Compañía interpuso una demanda de cobro contra CTEEP por el importe histórico de MBRL 1.500.000 (MUS$289.959), cuyo origen es una deuda contraída con Eletrobras (contraída antes de la privatización) y que fue objeto de un acuerdo por parte de la Compañía en 2018, sin perjuicio de su derecho de cobro frente al deudor efectivo (CTEEP). Según el entendimiento de la Compañía y de sus asesores legales y consultores contratados, en virtud de la escisión de la Compañía ocurrida en 1998, y con anterioridad a su privatización, la deuda en cuestión se transfirió a la Empresa Paulista de Transmisión – EPTE (predecesora de CTEEP), según los términos del protocolo de escisión del 22 de diciembre de 1997, por lo que la responsabilidad por la deuda recae en CTEEP. El 16 de agosto de 2021 la demanda fue desestimada en primera instancia, y se ha mantenido en segunda instancia, fijándose las costas en el 13 % sobre el valor actualizado de la demanda. El 23 de febrero de 2024, la Compañía interpuso un recurso especial y extraordinario. El 17 de mayo de 2024 se dictó una resolución que suspendía la tramitación de los recursos de la Compañía hasta que el Tribunal Supremo Federal se pronunciara sobre el tema de Repercusión General 1255 (posibilidad de fijar los honorarios mediante apreciación equitativa (artículo 85, § 8, del Código de Procedimiento Civil) cuando los montos de la condena, de la causa o el beneficio económico de la demanda sean exorbitantes). El 11 de marzo de 2025, el Pleno del STF consideró que la cuestión de la repercusión general sobre los honorarios de abogados se limitaría a la fijación de los honorarios adeudados por el Tesoro Público, lo cual no es el caso en este proceso. El 1 de abril de 2025, se admitió el Recurso Extraordinario de la Compañía y se desestimó el Recurso Especial. El 29 de abril de 2025, la Compañía interpuso un recurso ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), reiterando nuestros argumentos y la necesidad de analizar el Recurso Especial. Los montos involucrados en la demanda son 13% del valor actualizado de la acción, que corresponde a MBRL313.711 (MUS$60.642).

49. La Compañía discute judicialmente desde 2012 un litigio de no incidencia de IRPJ y de CSLL sobre intereses SELIC en la recuperación de créditos tributarios y en la compensación de tributos, lo anterior con el objetivo de que se reconozcan los pagos. Después de las decisiones del Tribunal de Segunda Instancia parcialmente favorables, la Compañía presentó un Recurso Especial y un Recurso Extraordinario, solicitando que la sentencia del Tribunal sea declarada nula en su totalidad, o subsidiariamente que se reforme para que sea reconocido y concedido el derecho de recalcular sus pérdidas fiscales de IRPJ y base de cálculo negativa de CSLL. El recurso Especial de la compañía fue rechazado, por lo que la compañía interpuso un nuevo recurso que se encuentra en desarrollo. A la fecha la estimación es de MBRL988.734 (MUS$191.129) de impuesto diferido activo referente a la reliquidación de pérdidas fiscales de IRPJ y base de cálculo negativa del CSLL.

50. El 6 de agosto de 2025, el Ayuntamiento de São Paulo presentó una demanda contra la Compañía, la ANEEL y la Unión Federal solicitando —también mediante una solicitud de medida cautelar— la suspensión del proceso de renovación de la concesión de la Compañía, así como la necesidad de cumplir con criterios específicos y realizar análisis adicionales para la prórroga del contrato, alegando la mala calidad en la prestación de los servicios. El 9 de octubre de 2025, el juez concedió una medida cautelar, actualmente vigente, que suspende el proceso administrativo de prórroga anticipada del contrato de concesión de la Compañía (hasta que se dicte una resolución definitiva sobre el Término de Intimación – TI - de la ANEEL n.° 0049/2024-SFT) y, posteriormente, ordena que la ANEEL y la Unión evalúen los criterios y análisis adicionales sobre la renovación de la Compañía. La Compañía, la Unión Federal y ANEEL interpusieron recursos contra la medida cautelar el 31 de octubre de 2025, el 5 de noviembre de 2025 y el 24 de noviembre de 2025, respectivamente, los cuales se encuentran pendientes de resolución, que serán juzgados conjuntamente. En primera y segunda instancia, el juez ordenó la suspensión del proceso hasta la decisión final en el proceso de TI ante la ANEEL. El monto involucrado en la acción es indeterminado.

51. Como resultado del evento climático del 10 de diciembre de 2025, la Compañía fue demandada en 641 juicios individuales y 4 juicios colectivos al 30 de septiembre de 2026, presentados por la fiscalía y representantes de (3) municipios. Los demandantes solicitaron y obtuvieron en primera instancia medidas cautelares que ordenaban a la Compañía adoptar medidas relacionadas con la calidad del servicio de suministro de energía para reconectar a los clientes y proporcionar información y/o documentos bajo pena de determinadas multas diarias u horarias en caso de incumplimiento. En cuanto al fondo de los asuntos, los demandantes solicitaron que se confirmaran las medidas cautelares, que se ordenara a la Compañía pagar las cantidades correspondientes a los daños materiales sufridos por los municipios, que se determinarían en el momento procesal oportuno, así como cumplir con determinadas obligaciones de actuar. Por lo tanto, al 30 de septiembre de 2026, el monto total reclamado en las 641 demandas individuales es de MBRL9.391 (MUS$1.815). En cuanto a las acciones colectivas, aún no es posible estimar los valores de riesgo, ya que están sujetas a peritajes y decisiones para determinar su valor.

52. Acción popular contra la ANEEL y las distribuidoras de energía – Renovación de las concesiones -El 30 de abril, Enel Distribuição São Paulo ("Enel SP"), Enel Distribuição Rio de Janeiro ("Enel RJ") y Enel Distribuição Ceará ("Enel CE") fueron notificadas de una acción popular interpuesta por determinados ciudadanos contra la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), sus administradores y las 19 empresas distribuidoras de energía del país, con el objeto de impedir la renovación de los contratos de concesión e imponer condiciones más estrictas, no previstas por la ley, relacionadas con el pago previo de sanciones y la verificación de los indicadores de calidad de la prestación del servicio. Enel presentó su defensa el 7 de julio de 2026. En cuanto a la medida cautelar solicitada, los demandantes requirieron la suspensión de los procedimientos de renovación en curso. Dicha solicitud fue rechazada en primera instancia y el recurso interpuesto contra esa decisión se encuentra pendiente de resolución. El monto de la demanda es indeterminado.

53. La controversia se deriva de la Recomposición Tarifaria Extraordinaria (RTE), establecida durante el racionamiento de energía de 2001 para compensar las pérdidas de los distribuidores y garantizar la transferencia de créditos a los generadores. Tras el cierre del cobro de la RTE en 2008, la ANEEL emitió las Resoluciones n.° 2.517/2010 y n.° 1.068/2011, en las que asignó a los distribuidores responsabilidades relacionadas con los pagos atrasados y la distribución de las pérdidas restantes, lo que generó diversas disputas legales en el sector eléctrico. La ANEEL publicó la Resolución n.° 992/2025, el 10 de abril de 2025, en la que determinó la transferencia a los generadores de los montos previstos en la Resolución n.° 2.517/2010, lo que representa una exposición potencial actualizada al 30 de septiembre de 2026 de MBRL 173.250 (MUS$ 33.490). La empresa tomó medidas administrativas y judiciales para impugnar la decisión. En mayo de 2025, mediante la Resolución

n.° 1.345/2025, la ANEEL otorgó efecto suspensivo al recurso presentado por ABRADEE, (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), suspendiendo los efectos de la Resolución n.° 992/2025 y de otros actos relacionados con el cierre de la recaudación de la TEN (Tarifa Extraordinaria) hasta que se emita una decisión definitiva. El proceso aún se encuentra en análisis por parte de la Superintendencia de Supervisión Económica, Financiera y de Mercado (SFF), y está a la espera del dictamen de la Fiscalía General de la República.

Enel Cien S.A.

54. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con Tractebel Energia S.A contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Tractebel Energía S.A. ha presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y requerimientos de indemnización, los cuales son indeterminados. En febrero de 2023, fue publicada, decisión favorable a CIEN en primera y segunda instancia. A la espera de juzgamiento del recurso de Tractebel en tercera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL911.012 (MUS$176.105).

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

55. La Autoridad Tributaria Federal emite acta tributaria por el cobro PIS y COFINS cuyo origen es la no aceptación de créditos de estas contribuciones sobre los costes relacionados con la importación de energía. La segunda instancia administrativa confirmó la decisión desfavorable a la Compañía. Se interpuso recurso ante la última instancia administrativa. La cuantía del litigio es MBRL536.445 (MUS$103.698).

Enel Trading Brasil

56. La Compañía es parte de un procedimiento arbitral administrado por la Cámara de Mediación y Arbitraje. El 25 de agosto de 2026 las partes suscribieron el Acta de Arbitraje, quedando formalmente delimitada la controversia y establecido el calendario procesal. El procedimiento discute la recisión de contratos bilaterales de compraventa de energía y se han presentado reclamaciones indemnizatorias por ambas partes. El importe actualizado al 30 de septiembre de 2026 asciende a MBRL189.765 (MUS$36.682).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

57. En la demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicita la protección de los derechos colectivos relacionados con el medio ambiente sano, la salubridad pública, la seguridad alimentaria, y la adopción de medidas correctivas y preventivas para evitar una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, ocasionada por el llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Tras el fallo de primera instancia del 18 de diciembre de 2020, se establecieron obligaciones dirigidas a implementar un proyecto de descontaminación del embalse. Actualmente, el proceso se encuentra en segunda instancia, y está pendiente el fallo definitivo. Cabe resaltar que este proceso no tiene una cuantía asignada, ya que se trata de la protección de derechos colectivos.

58. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Enel Colombia S.A. (ex Emgesa) interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que se encuentran pendientes de resolución. La cuantía involucrada en este litigio es de MCOP161.270.000 (MUS$48.750).

59. Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogota DC. La Alcaldía de Bogotá, el Ministerio de Ambiente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, la Superintendencia de Servicios Públicos y Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), fueron demandados por daños materiales y morales por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), el demandante señala que existe responsabilidad por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. La Compañía en su defensa presentó excepciones. Se encuentra pendiente la sentencia de primera instancia. El litigio tiene una cuantía de aproximadamente MCOP2.222.742.172 (MUSD 671.909).

Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP)

60. Acción de Grupo en contra de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP), presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. Tras obtenerse sentencia de primera y segunda instancia favorables para la Compañía, la contraparte interpuso un recurso extraordinario de revisión, el que se encuentra pendiente. La cuantía estimada es MCOP337.626.840 (MUS$102.061).

61. Acción popular – Convenio Alumbrado Público: En cumplimiento de una sentencia de acción popular, Enel Colombia S.A. y la UAESP efectuaron la reliquidación del Convenio de Alumbrado Público de 1997, determinándose una obligación a cargo de la Compañía. En 2025, la UAESP actualizó el crédito y aprobó un acuerdo de pago, respecto del cual Enel efectuó un pago inicial equivalente al 30% de la deuda. La Compañía ha adelantado las acciones legales correspondientes frente a las decisiones administrativas relacionadas con la liquidación y condiciones financieras del acuerdo, las cuales se encuentran pendientes de resolución. Enel reconoció contablemente el acuerdo de pago. El caso continúa en desarrollo y la cuantía corresponde a MCOP275.624.483 (MUS$83.318).

62. Proceso declarativo por demanda de Inversiones Los Almendros del Norte Ltda. El demandante reclama que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34 para Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) y que no han sido pagados. Se dicta sentencia de primera instancia favorable para la Compañía, ante la cual la contraparte interpuso un recurso de apelación, el que se encuentra pendiente. La cuantía de la demanda es de MCOP132.191.499 (MUS$39.960).

63. La Contraloría de Cundinamarca interpuso una acción popular en contra de Enel Colombia S.A. por presuntas vulneraciones a derechos colectivos en la prestación del servicio de alumbrado público en varios municipios de ese departamento. El 23 de julio de 2025, se dicta sentencia en la cual se declaran vulnerados los derechos a la moralidad administrativa, al patrimonio público y al uso adecuado del espacio público. Se dicta sentencia favorable de segunda instancia, la que revoca la sentencia de primera instancia y ordena la terminación del proceso, en contra de la cual la contraparte interpuso un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente. Además, se estima una cuantía de MCOP175.950.000 (MUS$53.188).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$154.211 al 30 de septiembre de 2026 (ver Notas 24 y 37). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

35.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos que exigen su cumplimiento.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default las cuales se detallan a continuación:

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de crédito	Línea de crédito no comprometida
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	Banco Santander Chile
Número de inscripción	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí
Cumplimiento año anterior SI/NO	-	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$30 millones en una deuda individual.
Acreedor	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US$30 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores a US$30 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US$30 millones de forma individual.
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Las deudas de las filiales de Enel Américas incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato.

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande	Edesur
Tipo instrumento con restricción	Bonos emisiones 8 y 12 - serie 1 y 2	Bonos emisiones 25, 26, 27, 28 y 29	Bonos emisión 1 - serie 1 y 2	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado. inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,0.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS0E5; BRCOCEDBS0I6; BRCOCEDBS0J4	ISIN: BRELPLDBS100; BRELPLDBS118; BRELPLDBS126; BRELPLDBS134; BRELPLDBS142	ISIN: BREGVGDBS009; BREGVGDBS017	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA adjustado.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide Deuda Financiera por EBITDA
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado. inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,0.
Indicador o ratio determinado por la sociedad año actual	2,63	2,81	1,25	1,50
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Indicador o ratio determinado por la sociedad año anterior	2,57	2,59	1,44	0,60
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, EBITDA

Restricciones financieras	Edesur	Edesur	Edesur	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener un monto de Deuda Financiera total no mayor a US$400 millones (o su equivalente en otras monedas).	Se debe mantener una relación de cobertura de intereses mayor a 1,5.	Se debe mantener un Patrimonio Neto mínimo igual o mayor a MARS 1.300 millones.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	HSBC Singapore	HSBC Singapore
Número de inscripción	-	-	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera	EBITDA / gastos financieros	Patrimonio Neto mínimo	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda Financiera corresponde a la suma de 1) todas las obligaciones en su condición de prestataria de dar sumas de dinero y las derivadas de sus respectivas refinanciaciones y 2) todas sus obligaciones financieras instrumentadas.	Se divide EBITDA por la suma de los gastos financieros respecto a la deuda financiera.	El Patrimonio Neto corresponde al patrimonio del deudor y sus subsidiarias a nivel consolidado.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener un monto de Deuda Financiera total no mayor a US$400 millones (o su equivalente en otras monedas).	Se debe mantener una relación de cobertura de intereses mayor a 1,5.	Se debe mantener un Patrimonio Neto mínimo igual o mayor a MARS 1.300 millones.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad año actual	US$327 millones	2,00	MARS 2.246 millones	2,67	2,63
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Indicador o ratio determinado por la sociedad año anterior	US$116 millones	5,00	MARS 1.766 millones	-	-
Cumplimiento año anterior SI/NO	Sí	Sí	Sí	-	-
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera	EBITDA, Gastos financieros	Patrimonio total	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado

Restricciones financieras	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Ceará	Enel Colombia	Enel Colombia
Tipo instrumento con restricción	Derivado con Inst. Fin.	Derivado con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener a nivel no consolidado una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener a nivel consolidado una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Acreedor	HSBC Brasil	HSBC Brasil	BEI e IFC	MUFG
Número de inscripción	-	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener a nivel no consolidado una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener a nivel consolidado una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad año actual	2,67	2,63	1,00	0,80
Cumplimiento año actual SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Indicador o ratio determinado por la sociedad año anterior	-	-	-	-
Cumplimiento año anterior SI/NO	-	-	-	-
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones. La exposición de obligaciones asociadas a estos covenants se encuentra en nota 19 item Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor, Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor, e Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor.

Al 30 de septiembre de 2026, Enel Américas se encontraba en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, así como de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros. Así como también la Administración no tiene conocimiento de hechos o circunstancias que indiquen que la Compañía pueda tener dificultades para cumplir estos covenants durante o después del período sobre el que se informa.

35.5 Otras informaciones

a) Argentina

(i) Enel Generación El Chocón S.A.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

A partir del año 2015 se produjo la operación inicial de la Central Vuelta Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

Conforme lo previsto en el Acuerdo 2008-2011 que dio origen y sustento al Proyecto de la Central Vuelta de Obligado, a partir de la Habilitación Comercial de las instalaciones, entraron en vigencia a) el Contrato de Abastecimiento ("PPA" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y CAMMESA), y b) el Contrato de Gerenciamiento de la Operación y Gestión del Mantenimiento ("COyM" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y la Sociedad Gerenciadora VOSA). Este hecho singular, marcó el comienzo de la devolución en 120 cuotas mensuales y consecutivas de las LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) aportadas por los accionistas al momento de realizarse el proyecto. El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 30 de septiembre de 2026, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 101 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de septiembre de 2026 asciende a MUS$ 46.758, de los cuales US$ 28.800 se presentan en el corto plazo (MUS$ 67.902 al 31 de diciembre de 2025, de los cuales US$ 29.095 se presentan en el corto plazo). (Ver nota 9).

Con fecha 20 de agosto de 2025, el Ministerio de Economía de la Nación Argentina publicó la Resolución No 1200/2025, con el cual inició la venta de la totalidad del paquete accionario de las centrales hidroeléctricas del Comahue, entre ellas, El Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., y autorizó, para ello, el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional sin base. Aprueba, asimismo, el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos y subanexos, elaborado de acuerdo con las pautas formales y sustanciales fijadas en el artículo 8° del Decreto PEN No 718/2024 y sus modificatorios. Enel Generación el Chocón S.A. se presentó a dicho concurso, con fecha el 28 de noviembre el Estado Nacional Argentino dio a conocer los ganadores del mismo, resultando Enel Generación el Chocón S.A. no adjudicada, lo cual implicó la entrega de los bienes concesionados (la Central Hidroeléctrica) al nuevo adjudicatario el día 9 de enero de 2026.

(ii) Edesur:

Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones

El 29 de diciembre de 2022, en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" y del "Régimen Especial de Créditos" establecidos por el artículo 87 de la Ley No 27.591, se celebró un acta acuerdo entre la Secretaría de Energía y el ENRE, por una parte, y Edesur, por la otra, de la que CAMMESA fue notificada en el mismo acto. Esta acta acuerdo contempló lo siguiente: (a) el reconocimiento por parte de Edesur de la deuda con CAMMESA y el MEM; (b) el reconocimiento de un crédito a Edesur por parte de la Secretaría de Energía, aplicable a la compensación parcial de la deuda reconocida, y (c) la determinación de un plan de pagos para la deuda del

punto (a) luego de la compensación mencionada en (b), cuyo pago queda limitado al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del VAD.

El 25 de abril de 2023, la Secretaría de Energía emitió una nota dirigida a CAMMESA, mediante la cual le instruye realizar las gestiones necesarias para aplicar el acta acuerdo celebrada el 29 de diciembre de 2022 en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones", en lo concerniente a la implementación de un plan de pagos para la deuda remanente de Edesur con esa compañía, según los alcances del acuerdo mencionado. Lo anterior, sobre la base de la memoria de cálculo remitida por CAMMESA a la Secretaría de Energía el 18 de abril de 2023 y de la conformidad manifestada por Edesur el 20 de abril de 2023.

Respecto al "Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones" (artículo 87 de la Ley Nº 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2021), el 18 de mayo de 2023, con el alcance establecido en el acta acuerdo del 29 de diciembre de 2022, se implementó el plan de pagos con CAMMESA, que considera un plazo de 96 cuotas mensuales, una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el M.E.M. y un mecanismo de cancelación de cuotas mensuales escalonadas crecientes. La primera cuota se canceló el 25 de septiembre de 2023.

El pago se encuentra sujeto al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del Valor Agregado de Distribución (VAD) o Costo Propio de Distribución (CPD) durante el proceso de adecuación tarifaria de transición.

El monto de esta deuda, al 30 de septiembre de 2026, asciende a MARS 173.085.197 (MUS$ 113.506) (MARS 149.158.166 al 31 de diciembre de 2025 (MUS$ 102.758)). Asimismo, al 30 de septiembre de 2026 se reconoció una cuenta por pagar por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que ascendió a MARS 17.966.588 (MUS$ 11.782) (MARS 11.742.295 (MUS$ 8.089) al 31 de diciembre de 2025), ver nota 23.

El 18 de mayo de 2023, CAMMESA y Edesur celebraron un acuerdo de regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde septiembre de 2022 hasta febrero de 2023. La deuda reconocida por Edesur ascendía a MARS 23.898.004 (MUS$ 15.672), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado, netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos e intereses. La mencionada deuda fue convertida a megavatios hora (MWh) resultando una deuda consolidada de 5.175.420,24 MWh. El plan de pago establece que Edesur pagará en 96 cuotas iguales, mensuales y consecutivas. El monto mensual de las cuotas se determinará en pesos tomando los MWh totales divididos entre 96 cuotas por el precio de conversión aplicable en el mes correspondiente. El vencimiento de la primera cuota ocurrió el 25 de septiembre de 2023.

Con fecha 30 de junio de 2025, la Sociedad firmó, con la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación y con CAMMESA, el acta acuerdo relacionada con el "Régimen especial de deudas" establecido mediante el dictado del DNU No 186/2025 y la Disposición No 1/2025 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica. En función de este acuerdo, el saldo pendiente de la deuda mencionada en el párrafo anterior fue convertido a pesos calculados de acuerdo con el precio aplicable para el pago de la cuota con vencimiento en octubre de 2024, más el impuesto al valor agregado sobre la actualización resultante del precio medio. El nuevo plan de pagos se cancelará con la misma cantidad de cuotas remanentes a la fecha de la firma del nuevo acuerdo y devengará una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicha tasa quedó determinada, inicialmente, en 19,80% y se recalculará semestralmente en junio y diciembre de cada año, siempre y cuando se produzca una variación del +/- 500 puntos básicos. La tasa de interés vigente al 30 de septiembre de 2026 es del 12,49%.
El valor de esta deuda, al 30 de septiembre de 2026, asciende a MARS 98.803.181 (MUS$ 64.793) (MARS 105.773.462 (MUS$ 72.869) al 31 de diciembre de 2025).

Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros, asciende a MARS 18.197.139 (MUS$ 11.933) (MARS 23.278.932 (MUS$ 16.037) al 31 de diciembre de 2025), ver nota 23.

Mediante el acta acuerdo de fecha 30 de junio de 2025 mencionada más arriba, también se firmó la regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde noviembre de 2023 hasta marzo de 2024. El acuerdo establece lo siguiente:

La deuda reconocida por Edesur al 25 de junio de 2025 ascendía a MMARS$134.978 (MUS$88.516), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos y se reconocen intereses al 50%.
Edesur se comprometió al pago de la deuda en 72 cuotas mensuales y consecutivas luego de 12 meses de gracia. El vencimiento de la primera cuota será el 25 de junio de 2026.
La deuda devengará una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el MEM, determinada inicialmente en un 19,80% y que se recalculará semestralmente, en junio y diciembre de cada año, siempre y cuando se produzca una variación del +/- 500 puntos básicos.

El monto de esta deuda, al 30 de septiembre de 2026, asciende a MARS 124.960.416 (MUS$ 81.947) (MARS 117.207.815 (MUS$ 80.747) al 31 de diciembre de 2025). Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros, asciende a MARS 25.149.551 (MUS$ 16.493) (MARS 30.153.692 (MUS$ 20.773) al 31 de diciembre de 2025), ver nota 23.

Con fecha 30 de junio de 2025, también se firmó una adenda al "Contrato de cesión de créditos en garantía" que se había firmado el 18 de mayo de 2023 en cumplimiento de lo previsto en la cláusula séptima del Acta Acuerdo del 29 de diciembre de 2022 y en la cláusula quinta del Acta Acuerdo por el Plan de Regularización de Deudas (Art. 89 de la Ley No 27.701 y Resolución SE No 56/2023). El objetivo de la adenda es ampliar el alcance de las obligaciones garantizadas con la cesión en garantía, incluyendo el pago de los planes de pago establecidos en el acta acuerdo del 30 de junio de 2025, así como el plazo de vigencia. En este sentido, el contrato de cesión se encontrará vigente durante 109 meses contados a partir del 18 de mayo de 2023.

Los efectos del acuerdo firmado el pasado 30 de junio de 2025, que incluyen la deuda del período septiembre 2022 a febrero 2023 y el nuevo acuerdo por la deuda del período noviembre 2023 a marzo 2024, impactaron en los resultados de la Sociedad de la siguiente manera: reconocimiento de Otros ingresos de explotación por MARS117.716.166 (MUS$98.877); menores "Costos financieros" por MARS32.581.801 (MUS$27.368), y su correspondiente impacto en la línea "Impuesto sobre sociedades".

Por último, el 7 de agosto de 2023, la Secretaría de Energía y Edesur suscribieron el "Acta acuerdo para la implementación de obras de corto y mediano plazo de Edesur S.A." sobre la base de la cual, con fecha 31 de agosto de 2023, CAMMESA y Edesur firmaron un tercer contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía para el financiamiento de las obras de alta tensión allí especificadas por un monto total de MARS 12.245.000 (MUS$8.857).

Este financiamiento será efectivizado a través de un anticipo equivalente al 60% del monto total y de un desembolso final equivalente al 40% restante. En este sentido, el anticipo se efectivizó mediante la compensación de MMARS 6.000 (MUS$ 3.935) de la facturación emitida por CAMMESA con vencimiento en agosto de 2023 más una transferencia de MMARS 1.347 (MUS$ 883) que la Sociedad recibió el 31 de agosto de 2023. El desembolso final, por su parte, será concretado dentro de los treinta días corridos posteriores a la finalización de las obras comprometidas, conforme lo establezca CAMMESA. Los montos podrán ser ajustados siempre y cuando

CAMMESA reciba instrucción escrita por parte de la Secretaría de Energía en la que se consignen los ajustes, de acuerdo con la verificación y control previo del ENRE.

Respecto al repago de este financiamiento, el acta suscripta con la Secretaría de Energía establece que, oportunamente, el ENRE deberá contemplar los recursos necesarios en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en curso. Por su parte, la Secretaría de Energía establecerá los plazos y condiciones no antes de los ciento ochenta días desde la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios que surjan de la mencionada RTI y donde se otorgue expreso tratamiento a este financiamiento, considerando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas por Edesur bajo este contrato y del repago del financiamiento, la Sociedad cede y transfiere a favor de CAMMESA los créditos que, por cualquier concepto, tenga en el M.E.M. Dicha cesión en garantía se mantendrá vigente hasta la total cancelación del financiamiento.

Al 30 de septiembre de 2026, el saldo de este mutuo asciende a MARS 17.455.613 (MUS$ 11.447) (MARS 16.206.792 (MUS$ 11.165) al 31 de diciembre de 2025) (incluye intereses devengados a dicha fecha), ver nota 23.

Suministro eléctrico en barrios carenciados

Con fecha 19 de marzo de 2026, Edesur celebró un convenio con el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, mediante el cual se establecen los criterios para el reconocimiento y compensación de los consumos de energía eléctrica correspondientes a los medidores colectivos ubicados en barrios populares de la Provincia de Buenos Aires, para el período 2024–2026. El convenio fue suscripto también por el ENRE a efectos de su conocimiento.

El convenio contempla el reconocimiento, por parte del Estado Nacional, del 57,53% del costo total de los consumos eléctricos registrados en dichos medidores colectivos, que será aplicado como crédito para compensar con la factura corriente de compra de energía eléctrica a CAMMESA, según lo instruya la Secretaría de Energía y conforme a la liquidación efectuada por CAMMESA. Los montos reconocidos y aprobados por el ENRE que se indican en el convenio son los siguientes:
Para los consumos devengados entre enero y diciembre de 2024, un importe de ARS$7.228.667.594 (MUS$4.740).
Para el período comprendido entre enero y octubre de 2025, un monto de ARS$11.392.544.910 (MUS$7.471), el cual será compensado asimismo con la factura corriente de compra de energía a CAMMESA.

Para los meses subsiguientes de 2025 y 2026 que restan calcular, el ENRE informará los montos del período a esas fechas, incluidas las diferencias positivas y negativas de períodos anteriores, a fin de compensarse en la siguiente transacción.

Asimismo, las partes acordaron que los importes reconocidos correspondientes a los consumos del período 2025–2026 deberán ser destinados por Edesur a la ejecución de un plan de obras de infraestructura eléctrica, aprobado por el ENRE, orientado a la regularización de las instalaciones y a la mejora de la calidad del servicio y del estado de la red que da suministro a los barrios populares de la provincia de Buenos Aires. A tal efecto, la Sociedad se compromete a ejecutar obras por un monto no inferior a los importes reconocidos durante dicho período y a llevar una contabilidad separada para su adecuado control y seguimiento. La ejecución del plan de obras será controlada por el ENRE.

El convenio tiene una vigencia máxima de dos (2) años contados desde su suscripción y no genera obligación alguna para el Estado Nacional de continuar con el reconocimiento de consumos con posterioridad al ejercicio 2026.

Finalmente, Edesur asumió el compromiso de renunciar de manera expresa e irrevocable a cualquier reclamo administrativo, judicial o arbitral contra el Estado Nacional, la Provincia y los municipios del Área Metropolitana de Buenos Aires, en relación con los consumos incluidos en cada compensación efectuada en el marco de este convenio.

Posteriormente, con fecha 22 de junio de 2026, Edesur suscribió con el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires un convenio sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la Provincia de Buenos Aires correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024. Mediante dicho convenio, la Provincia de Buenos Aires reconoció a favor de la Sociedad la suma de ARS$5.081.451.376 (MUS$3.332), correspondiente a su aporte del 42,47% sobre los consumos de medidores colectivos auditados por el ENRE, neto de los pagos efectuados en concepto de bonificación de tarifa social eléctrica.

Con fecha 26 de junio de 2026, mediante Resolución No RESO-2026-517-GDEBA-MIYSPGP, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires aprobó el convenio y autorizó el pago del importe mencionado, el cual será cancelado en cuatro cuotas iguales y bimestrales en junio, agosto, octubre y diciembre de 2026.

Con fecha 27 de agosto de 2026, el Directorio de la Sociedad ratificó la renuncia y el desistimiento de cualquier reclamo administrativo, judicial o arbitral contra la provincia de Buenos Aires o los municipios del Área Metropolitana de Buenos Aires relacionado con dichos consumos correspondientes al período 2024.

Por lo anterior, al 30 de septiembre de 2026, la Sociedad reconoció ingresos de explotación relacionados con estos convenios por MARS$45.375.410 (MUS$29.756) (ver nota 27 (1)). A la fecha de los presentes estados financieros intermedios se encuentra pendiente de cobro un saldo de MARS$31.754.550 (MUS$20.824), correspondiente a las dos cuotas restantes.

Situación económico-financiera

A pesar de la adecuación de tarifas resultante del proceso de Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT), aplicable a partir de mayo de 2025, la deuda contraída con CAMMESA y con los accionistas para financiar la operación de la Sociedad y suplir, de esta manera, el retraso de la actualización tarifaria en el pasado, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 880.341.961 (MU$S 577.313) al 30 de septiembre de 2026 (MARS 789.384.472 (MU$S 543.821) al 31 de diciembre de 2025). La Dirección de la compañía, en base a su análisis de flujos de efectivo proyectado, estima que Edesur mantiene la capacidad financiera suficiente para hacer frente a las obligaciones al 30 de septiembre de 2026 y las posteriores a esa fecha. Los supuestos claves utilizados en la proyección de flujos de efectivo se relacionan con variables operativas como demanda de energía eléctrica, tarifas/subsidios, costos, cobrabilidad, renegociación de deudas y supuestos macroeconómicos, como las tasas de inflación, de cambio y de interés, y consideran los probables resultados de las renegociaciones con las autoridades.

b) Brasil

(i) Eventos climáticos y planes de recuperación

Enel Distribución Sao Paulo

En los últimos años, el área de concesión de Enel Distribución Sao Paulo ha enfrentado eventos climáticos severos, con tormentas acompañadas de vientos de gran intensidad, lo que ha provocado daños significativos en la red de distribución de nuestra subsidiaria, principalmente debido a la caída de árboles de gran tamaño, ramas y objetos sobre la red. Estos eventos han afectado significativamente el sistema de distribución de la Compañía, con caída de postes y daños importantes en conductores, seccionadores, reconectadores y transformadores.

En abril de 2024, la Enel Distribución Sao Paulo presentó un plan estructurado de acciones orientado a reforzar la resiliencia de su red eléctrica para enfrentar los crecientes desafíos climáticos. Las medidas, que comenzaron a implementarse de inmediato por la Compañía, tienen como objetivo satisfacer las necesidades de suministro de energía de los consumidores.

Entre las iniciativas presentadas, además del refuerzo significativo de los equipos de profesionales propios que trabajan en terreno, se destacó la intensificación de las labores de mantenimiento preventivo, el aumento del número de podas preventivas y la modernización de la red eléctrica. Las principales acciones presentadas por Enel Distribución Sao Paulo incluyen: incremento del personal propio, inversiones en infraestructura, nuevos protocolos de actuación en caso de contingencias y poda de árboles.

Ante esta situación, Enel Distribución Sao Paulo ha venido fortaleciendo continuamente su infraestructura y sus protocolos de respuesta a emergencias, con el objetivo de mitigar los impactos provocados por eventos climáticos adversos. Reiteramos que, a pesar de la gravedad de los eventos, mantenemos plena capacidad para garantizar la continuidad operativa. Para ello, hemos implementado nuevas medidas orientadas a sostener y mejorar el desempeño operacional, incluyendo la mejora de indicadores como el tiempo promedio de atención al cliente.

Enel Distribución Sao Paulo cumple íntegramente con todas sus obligaciones contractuales y regulatorias. Toda la información solicitada por la ANEEL está siendo proporcionada de manera oportuna, junto con las correspondientes aclaraciones debidamente entregadas por nuestra subsidiaria.

(ii) Renovación de contratos de concesión

El 21 de junio de 2024 se publicó el Decreto 12.068/2024, que establece las directrices para la prórroga de las concesiones de distribución eléctrica que vencen entre 2025 y 2031. Dicho decreto definió los criterios de elegibilidad para la prórroga del contrato, además de establecer directrices para el nuevo contrato de concesión.

El 25 de febrero de 2025, la ANEEL aprobó el borrador del contrato de concesión, formalizada mediante Orden N° 517/2025. De esta forma, el 28 de marzo de 2025 el Grupo presentó formalmente ante el regulador la solicitud de anticipación de la prórroga de sus concesiones de distribución eléctrica por un plazo de 30 años, conforme lo dispuesto en el Decreto 12.068/2024. El proceso de prórroga de la concesión se encuentra en tramitación ante la ANEEL, conforme la normativa vigente:

Enel Distribución Río: el 19 de agosto de 2025, mediante Orden N° 2.485/2025, el Consejo Colegiado de ANEEL decidió recomendar al Ministerio de Minería y Energía (MME) la prórroga del Contrato de Concesión, considerando que la empresa cumplió con los criterios establecidos en el Decreto N° 12.068/2024).

El 16 de octubre de 2025, la Asesoría Jurídica del MME, mediante el Dictamen N° 350/2025/CONJUR-MME/CGU/AGU, se pronunció favorablemente respecto de la prórroga de la concesión, concluyendo que el proceso cumplía con los requisitos jurídico-formales y recomendando la aprobación de la solicitud presentada por Enel Distribución Rio.

Si bien no constituye una etapa obligatoria ni se encuentra prevista en el Decreto N° 12.068/2024, el MME remitió el caso de la Compañía al Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) para su análisis.

El 9 de septiembre de 2026, el TCU resolvió, en el marco de dicho procedimiento, que no existían impedimentos para que el Ministerio de Minas y Energía continuara con la tramitación de la renovación de la concesión de la Compañía y, en esa oportunidad, se abstuvo de emitir una conclusión respecto de la prórroga de la concesión. Asimismo, determinó que la ANEEL, dentro de un plazo de 120 días, concluyera la fiscalización correspondiente al período comprendido entre 2022 y marzo de 2023 y efectuara la fiscalización de los indicadores de calidad hasta 2024.

El 14 de septiembre de 2026, la ANEEL concluyó y archivó la fiscalización de los indicadores de calidad correspondientes al período comprendido entre enero de 2022 y marzo de 2023, sin identificar inconsistencias en la determinación de dichos indicadores, de acuerdo con la Nota Técnica N° 146/2026-SFT/ANEEL. El reconocimiento de la conformidad de los indicadores correspondientes a 2022 respalda la elegibilidad de la Compañía para la renovación de su concesión conforme al Decreto N° 12.068/2024, que regula la renovación de las concesiones, dado que elimina cualquier eventual posibilidad de incumplimiento durante tres años consecutivos dentro del período de evaluación 2020-2024, asegurando así el cumplimiento del criterio de continuidad previsto en dicho decreto. De esta forma, la Enel Distribución Río considera que se cumplen todos los requisitos legales, regulatorios y técnicos para la prórroga de la concesión.

Es importante destacar que el TCU determinó expresamente que el procedimiento de renovación de la concesión de Enel Distribución Río no se encuentra suspendido ni sujeto a condicionamiento alguno por parte del TCU, correspondiendo al MME decidir discrecionalmente si continúa con la tramitación del procedimiento.

Enel Distribución Ceará: El 28 de marzo de 2025, nuestra subsidiaria presentó ante Ministerio de Minería y Energía (MME) el Plan de Resultados en cumplimiento del inciso II del art. 11 del Decreto 12.068/2024. El 8 de octubre de 2025, el MME, mediante Orden Ministerial, aprobó dicho Plan presentado por la Enel Distribución Ceará.

El 24 de marzo de 2026, mediante orden N° 1.033/2026, el Consejo Colegiado de la ANEEL decidió recomendar al MME la prórroga del Contrato de Concesión de Distribución de Enel Ceará, dado que, de acuerdo con la decisión de la ANEEL, la Compañía cumplió con los criterios establecidos en el Decreto N° 12.068/2024.

El 29 de abril de 2026, la Asesoría Jurídica del MME, mediante el Dictamen N° 0137/2026/CONJUR-MME/CGU/AGU, se pronunció favorablemente respecto de la prórroga de la concesión, concluyendo que el proceso cumplía con los requisitos jurídico-formales y recomendando la aprobación de la solicitud presentada por Enel Distribución Ceará.

Si bien no constituye una etapa obligatoria ni se encuentra prevista en el Decreto N° 12.068/2024, el MME remitió el caso de la Compañía al Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) para su análisis. La evaluación del TCU no tiene efecto suspensivo sobre el proceso de prórroga de la concesión de Enel distribución Ceará. El proceso de prórroga se encuentra actualmente pendiente de tramitación ante el MME.

Enel Distribución Sao Paulo: El proceso de renovación de la concesión se encuentra actualmente pendiente ante la ANEEL, de acuerdo con la normativa aplicable.

El 23 de septiembre de 2025, las áreas técnicas de la ANEEL emitieron la Nota Técnica Conjunta n° 44/2025, con el objetivo de presentar el análisis de la solicitud de Enel Distribución Sao Paulo para prorrogar la concesión y anticipar sus efectos, conforme al Decreto n° 12.068/2024 y a la Ley n° 9.074/1995. En dicha Nota las áreas técnicas de la ANEEL confirmaron que la solicitud de Enel Distribución Sao Paulo fue presentada de forma oportuna y en conformidad con el procedimiento establecido. Asimismo, se analizaron los documentos y certificados exigidos, concluyéndose que se cumplían los requisitos formales y de habilitación establecidos en el Decreto para la prórroga de la concesión, con la anticipación de sus efectos, quedando la concesionaria habilitada para celebrar la adenda al contrato.

El 6 de agosto de 2025, el Municipio de Sao Paulo presentó una acción judicial contra Enel Distribución Sao Paulo, la ANEEL y la Unión Federal, solicitando una medida cautelar para suspender el proceso de renovación de la concesión de nuestra subsidiaria, alegando la baja calidad de los servicios prestados y la necesidad de cumplir determinados criterios y análisis específicos para la renovación de la concesión.

El 9 de octubre de 2025, el juez concedió una medida cautelar, actualmente vigente, que suspende el proceso administrativo de prórroga anticipada del contrato de concesión de Enel Distribución Sao Paulo (hasta que se emita una decisión definitiva sobre la Notificación de Intimación de ANEEL n° 0049/2024-SFT) y, posteriormente, determina que la ANEEL y la Unión Federal evalúen criterios y análisis adicionales respecto de la renovación de la concesión de la Enel Distribución Sao Paulo. Entre octubre y noviembre de 2025, Enel Distribución Sao Paulo, la Unión Federal y la ANEEL, interpusieron recursos contra dicha medida cautelar los cuales se encuentran pendientes de resolución (ver nota 35.3.50).

Además de la referida medida cautelar judicial, actualmente vigente y que suspende el proceso de renovación anticipada del Contrato de Concesión, el Directorio de la ANEEL, en la deliberación realizada el 7 de abril de 2026, determinó que el análisis del proceso de renovación permanecerá suspendido hasta que exista una decisión definitiva respecto de la correspondiente investigación en el Procedimiento Administrativo tramitado ante la ANEEL.

(iii) Fiscalización técnica de ANEEL

Enel Distribución Sao Paulo

En febrero de 2024, la ANEEL emitió el Auto de Infracción N° 02/2024 ("AI"). Este procedimiento administrativo trata de la fiscalización realizada por la ANEEL para verificar el desempeño de Enel Distribución Sao Paulo frente al evento climático ocurrido en de noviembre de 2023. (ver nota 35.3.45).

Asimismo, relacionado con eventos climáticos, se identificó la interposición de demandas individuales y colectivas en contra Enel Distribución Sao Paulo (ver notas 35.3.43, 35.3.46 y 35.3.51).

El 21 de octubre de 2024, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación de Intimación N° 0049/2024-SFT ("TI"), emitido por la Superintendencia de fiscalización técnica de la ANEEL, relacionado al evento climático del día 11 de octubre de 2024, mediante el cual se le solicitó manifestarse sobre el "Informe de Fallas y Transgresiones" adjunto al TI.

En noviembre de 2024, nuestra subsidiaria presentó su respuesta al TI y, aunque considera que, según la regulación vigente, no existen fundamentos para la emisión del TI, de manera subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo presentó un Plan de Recuperación con el fin de cumplir con los plazos y los requisitos técnicos indicados.

Durante el plazo del Plan de Recuperación, Enel Distribución Sao Paulo presentó resultados satisfactorios, reconocidos por el área técnica de la ANEEL, que recomendó extender el plan hasta marzo de 2026 (fin de período húmedo), con el objetivo de evaluar el desempeño y la consolidación de las acciones estructurales implementadas por nuestra subsidiaria.

Como resultado de la deliberación pública realizada por el Consejo de la ANEEL el 4 de noviembre de 2025 - en la 38ª Reunión Pública Ordinaria de 2025 - y tras el debate entre los miembros del Consejo, el Director Gentil Nogueira Sá solicitó una revisión del proceso.

El 10 de diciembre de 2025, el área de concesión Enel Distribución Sao Paulo fue severamente impactada por un evento climático extremo, atípico y sin precedentes. La Compañía proporcionó toda la información requerida por los equipos de fiscalización de la ANEEL y solicitó que la evaluación de su desempeño frente a dicho evento se realizara en un procedimiento independiente. Sin embargo, la ANEEL consideró que dicho evento se encontraba dentro del alcance del TI.

El 7 de abril de 2026, el Consejo Colegiado de la ANEEL mediante orden N° 1.214/2026, resolvió, entre otros asuntos, la apertura de un Procedimiento Administrativo con el fin de evaluar una eventual recomendación al Poder Concedente respecto de la caducidad del contrato de concesión de distribución de energía eléctrica de Enel Distribución Sao Paulo. En la misma oportunidad, la ANEEL notificó a la Compañía para que presentara su defensa dentro de un plazo de 30 (treinta) días y formalizó la suspensión del análisis del proceso de prórroga del referido contrato de concesión.

Contra la referida decisión del Consejo Colegiado de la ANEEL que dio inicio al procedimiento administrativo, el 23 de abril de 2026, la Compañía presentó una solicitud de reconsideración y, posteriormente, el 13 de mayo de 2026, presentó su defensa respecto de la posibilidad de que la ANEEL recomendara la aplicación de la sanción de caducidad del contrato de concesión. Asimismo, la Enel Distribución Sao Paulo solicitó la producción de prueba pericial, de conformidad con la legislación y la normativa aplicables.

El 11 de agosto de 2026, la ANEEL rechazó la solicitud de reconsideración presentada por la Compañía contra la orden N° 1.214/2026, manteniendo la decisión de iniciar un procedimiento administrativo destinado a evaluar la caducidad de la concesión, de conformidad con la orden N° 3.107/2026.

El 24 de agosto de 2026, el Consejo Colegiado de ANEEL rechazó la solicitud de producción de prueba pericial presentada por Enel Distribución Sao Paulo y la notificó para que presentara sus alegaciones finales dentro de un plazo de 10 (diez) días.

El 2 de septiembre de 2026, por Enel Distribución Sao Paulo presentó una solicitud de reconsideración respecto del rechazo de la prueba pericial solicitada.

El 3 de septiembre de 2026, por Enel Distribución Sao Paulo presentó sus alegaciones finales ante la posibilidad de que la ANEEL recomendara la caducidad del contrato de concesión.

El 23 de septiembre de 2026, el Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU), entre otras decisiones, resolvió:

- Ordenar a la ANEEL y al MME que presentaran, dentro de un plazo de 60 días, un plan de acción detallado para garantizar la continuidad de la prestación del servicio de distribución eléctrica después del término de la concesión vigente (en 2028).

- Recomendar que, antes de una eventual declaración de caducidad de la concesión de Enel Distribución Sao Paulo, se evalúen los impactos de dicha medida sobre la continuidad del servicio, los consumidores, los costos y las tarifas, demostrando que la caducidad genera un beneficio neto para los consumidores en comparación con alternativas menos gravosas.

El 6 de octubre de 2026, el Consejo Colegiado de la ANEEL mantuvo el rechazo de la solicitud de producción de prueba pericial técnica presentada por la Compañía.

En esa misma fecha, el Directorio Colegiado de la ANEEL inició el análisis del procedimiento administrativo instaurado con miras a una eventual recomendación al Poder Concedente para que declare la caducidad. Sin embargo, la deliberación no concluyó debido a una solicitud de revisión de los antecedentes formulada por el Director Gentil Nogueira Sá, con el objeto de realizar un análisis más profundo de la materia.

De esta forma, la Compañía aclara que, a la fecha, la ANEEL no ha formulado una recomendación al Poder Concedente para declarar la caducidad del Contrato de Concesión, por lo que la materia continúa sujeta a la conclusión del Procedimiento Administrativo. En el marco de dicho procedimiento, Enel Distribución Sao Paulo ha venido presentando antecedentes técnicos y operacionales que demuestran una mejora significativa de los indicadores establecidos en el Término de Intimación ("TI"), evidenciando la evolución de los resultados y los avances alcanzados en el cumplimiento de las obligaciones regulatorias.

Finalmente, cabe señalar que una eventual recomendación de caducidad por parte de la ANEEL no tiene carácter vinculante para el Poder Concedente, que es la autoridad que posee la competencia exclusiva para una eventual declaración de caducidad del Contrato de Concesión. La Compañía continúa monitoreando el desarrollo del Procedimiento Administrativo y, de ser necesario, adoptará las medidas administrativas que correspondan para resguardar sus derechos e intereses, de conformidad con la legislación aplicable.

36. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los países donde está presente el Grupo, al 30 de septiembre de 2026 y 2025, respectivamente, es la siguiente:

País	al 30.09.2026	Promedio	al 30.09.2025	Promedio
Argentina	3.475	3.467	3.620	3.627
Brasil	12.318	11.388	10.294	9.675
Colombia	2.173	2.161	2.157	2.192
Costa Rica	28	29	29	29
Chile	13	13	15	16
Guatemala	67	74	82	83
Panamá	70	71	76	76
Perú	45	43	45	46
Total	**18.189**	**17.246**	**16.318**	**15.744**

37. Sanciones

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.).

- A la fecha, se encuentra pendiente de resolución una multa ante la denegación de autorización de las algunas compensaciones de créditos de tributos federales, y también el pago en retraso. Por el mismo motivo existen otras multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto involucrado es de MBRL121.169 (MUS$23.423).

2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará).

- El 25 de abril de 2024, se recibió una sanción administrativa por cortes de energía eléctrica en varios municipios de Ceará durante la víspera de año nuevo por MBRL9.935 (MUS$1.921). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 6 de agosto de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, aplicándose una multa de MBRL28.550 (MUS$5.519). La compañía interpuso recurso administrativo contra la sanción impuesta y actualmente se encuentra a la espera de análisis de parte del Regulador.

- En noviembre de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL por el valor de MBRL10.289 (MUS$1.98987), relativa al tratamiento adoptado en las solicitudes de obras, enviadas por medio de cartas de la Secretaría de Infraestructura de Ceará. La compañía interpuso un recurso administrativo y la ANEEL declaró parcialmente fundado el recurso de Enel y redujo la multa al importe de MBRL 4.586 (KUS$886). El pago de la multa se realizó el 31 de agosto de 2026.

- El 16 de diciembre de 2024, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL en relación con el cumplimiento de los plazos para atender las solicitudes de conexión de micro y mini generación distribuida, imponiendo una multa de MBRL19.395 (MUS$3.749). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 25 de abril de 2025, Enel Ceará recibió una multa de ANEEL por no atender una solicitud de servicios dentro de los plazos y condiciones establecidos en la legislación o en el contrato, imponiendo una multa de MBRL28.800 (MUS$5.567). La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 27 de junio de 2025, la Defensa del Consumidor El Ministerio Público Estatal impuso una sanción administrativa a Enel Ceará por MBRL16.762 (MUS$3.240), alegando que la concesionaria retenía el 10% del valor de las donaciones realizadas por los clientes a instituciones filantrópicas, a través de su factura de energía, sin previo aviso, además de cobrar una tasa adicional de BRL13,95 sobre dichos importes, y no ofrecer alternativas a los clientes cuando solicitaban la no realización de estas donaciones. La compañía interpuso un recurso administrativo el cual se encuentra pendiente de resolución de resolución.

- El 5 de diciembre de 2025, la empresa recibió una multa por parte de la Agencia Reguladora de los Servicios Delegados del Estado de Ceará (ARCE) y de la Superintendencia de Fiscalización Técnica de Servicios de Energía Eléctrica de la ANEEL, ARCE-SFT ANEELI, por realizar lecturas y facturar infringiendo las disposiciones legales, presentar información divergente y no proporcionar la información solicitada, lo que resultó en una multa de MBRL19.954 (MUS$3.857). Se ha presentado un recurso administrativo, el que se encuentra pendiente de resolución.

3. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo).

- A la fecha, se encuentra pendiente de resolución la multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales, con un monto total involucrado de MBRL8.043 (MUS$ 1.554).

- El 8 de octubre de 2025 la empresa recibió una multa de parte de la Agencia Reguladora de Servicios Públicos do Estado de Sao Paulo (ARSESP) y la Superintendencia de Fiscalización Técnica de Servicios de Energía Eléctrica de la ANEEL, por cobrar tarifas superiores a las establecidas, realizar lecturas y facturar infringiendo las disposiciones legales, presentar información divergente y no proporcionar la información solicitada. Se aplicó una multa de MBRL83.799 (MUS$ 16.199). Se presentó un recurso administrativo, el que se encuentra pendiente de resolución.

- El 22 de diciembre de 2025 se recibió una multa impuesta por la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor PROCON SP por un valor de MBRL14.030 (MUS$2.712), debido al retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico tras el fenómeno meteorológico ocurrido el 10 de diciembre de 2025. El 6 de enero de 2026, La compañía presentó una defensa administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 15 de diciembre de 2025 se recibió una multa impuesta de la Coordinación de Protección al Consumidor PROCON PAULISTANO por un importe de MBRL14.268 (MUS$2.758), debido al retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico tras el fenómeno meteorológico ocurrido el 10 de diciembre de 2025. El 5 de enero de 2026, La compañía presentó una defensa administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución. En marzo de 2026, la empresa presentó pruebas técnicas para reforzar la gravedad del fenómeno meteorológico.

- El 6 de agosto de 2015 se recibió una multa del Ministerio de Trabajo y Empleo por un importe de MBRL 10.876 (MUS$2.102), por irregularidades en los pagos realizados entre enero y diciembre del 2012, en relación con el tipo impositivo SAT (Seguro de accidentes de trabajo) aplicado por la empresa. Se interpusieron diversos recursos por parte de la empresa, los cuales en su mayoría fueron desestimados. Actualmente se encuentra pendiente la resolución.

- El 16 de junio de 2026 la compañía recibió una multa del Ministerio de Hacienda por un importe de MBRL13.132 (MUS$2.539), correspondiente al 75% del importe de los débitos que fueron objeto de las declaraciones de compensación consideradas (no declaradas) de las cotizaciones a la Seguridad Social con vencimiento en julio, agosto y noviembre de 2023. Los créditos utilizados se derivan de pagos indebidos de cotizaciones a la Seguridad Social en reclamaciones, entre marzo de 2018 y julio de 2023, y se basan en la prescripción fiscal. Actualmente, la multa se encuentra suspendida hasta que se dicte la resolución definitiva en el ámbito administrativo.

4. Subsidiarias Renovables en Brasil

- Desde el 26 de noviembre al 23 de diciembre de 2024, diversas Subsidiarias Renovables de Brasil recibieron avisos de infracción para 67 centrales eléctricas tras el apagón nacional ocurrido en agosto de 2023. El Operador Nacional del Sistema Eléctrico y la ANEEL afirman que el rendimiento diferente de los modelos matemáticos de los parques eólicos y solares de todo Brasil, no solo Enel, contribuyeron al apagón, sancionando a dichas centrales. Enel interpuso un recurso administrativo solicitando la anulación total de las no conformidades encontradas con base en las justificaciones presentadas por el equipo técnico. La multa involucrada es de MBRL28.331 (MUS$5.477).

5. Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR S.A.)

- Con fechas 16 de marzo de 2026 y 8 de mayo de 2026, respectivamente, EDESUR fue notificado de dos sanciones comprendidas dentro de supuesto incumplimientos en la información y consistencia de los datos y del modelo de cálculo para aplicar las bonificaciones a los clientes respecto al Semestre regulatorio N° 56 (marzo 2024 -agosto 2024). Ambas Resoluciones (Resoluciones ENRE 640/25 y 150/26) componen un mismo incumplimiento regulatorio, ello más allá del dictado por separado, y en su conjunto su monto asciende a la suma de MARS10.630 (MUS$6.971). Las Resoluciones se encuentran recurridas por ante la CAMARA CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO FEDERAL- SALA I.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones al 30 de septiembre de 2026 (ver notas 24 y 35.3). Existen otras sanciones que tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

38. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2026 y 2025, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.09.2026						al 30.09.2025
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	6.112	6.112	-	1.237	31/12/2026	3.102	4.169
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	46	-	46	-	-	52	22
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	508	508	-	2.162	31/12/2027	-	4.326
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	1.115	1.115	-	1.109	31/12/2026	-	2.723
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	144	-	144	-	-	144	185
	Total			**7.925**	**7.735**	**190**	**4.508**		**3.298**	**11.425**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.09.2025					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	1.074	1.074	-	3.095	31/12/2026	4.169
	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	En proceso	22	-	22	-	-	22
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	216	216	-	4.110	31/12/2027	4.326
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	1.223	1.223	-	1.500	31/12/2025	2.723
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	185	-	185	-	-	185
	Total			**2.720**	**2.513**	**207**	**8.705**	**-**	**11.425**

39. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 30.09.2026																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	24.419	421.098	445.517	2.650	-	442.867	445.517	-	-	-	(1.227)	(1.261)	(3.385)	(4.634)	(378)	(5.012)	(18.318)	(23.330)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	47.668	42.908	90.576	11.873	13.709	64.994	90.576	1.064	(243)	821	(1.516)	(1.527)	(11.511)	(11.554)	3.086	(8.468)	3.886	(4.582)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	473.316	2.997.218	3.470.534	1.051.086	949.719	1.469.729	3.470.534	1.403.940	(963.237)	440.703	160.862	(42.538)	83.273	40.874	(918)	39.956	(58.515)	(18.559)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	35.126	451	35.577	34.988	74	515	35.577	79	(2)	77	(354)	(458)	(65)	(524)	-	(524)	(19)	(543)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	207.275	681.758	889.033	15.904	13.709	859.420	889.033	1.064	(243)	821	(2.772)	(2.816)	(32.984)	(17.321)	(1.148)	(18.469)	(32.965)	(51.434)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	512.042	5.693.331	6.205.373	864.127	719.172	4.622.074	6.205.373	803.104	(400.561)	402.543	362.838	207.747	(10.081)	197.897	(41.446)	156.451	659.353	815.804
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	63.244	75.424	138.668	34.456	8.570	95.642	138.668	124.822	(45.837)	78.985	74.410	66.148	598	66.745	(22.807)	43.938	1.878	45.816
EGP Volta Grande	Individual	40.573	313.189	353.762	61.802	104.490	187.470	353.762	66.446	(18.647)	47.799	44.974	44.301	(4.881)	39.420	(13.368)	26.052	8.442	34.494
Enel Cien S.A.	Individual	217.690	69.141	286.831	83.906	208	202.717	286.831	4	-	4	(554)	(554)	21.321	20.767	(7.044)	13.723	10.437	24.160
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	978.041	2.806.755	3.784.796	1.380.308	1.250.658	1.153.830	3.784.796	1.442.917	(908.887)	534.030	371.229	281.333	(176.012)	105.322	(30.425)	74.897	50.736	125.633
Enel Trading Brasil S.A.	Individual	289.535	46.339	335.874	230.549	81.872	23.453	335.874	936.997	(935.379)	1.618	(5.914)	(6.167)	1.776	(4.391)	1.471	(2.920)	(638)	(3.558)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	957.345	3.506.967	4.464.312	1.507.489	1.006.402	1.950.421	4.464.312	1.492.830	(1.017.367)	475.463	294.111	168.587	(147.856)	20.732	1.605	22.337	101.123	123.460
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	82.717	197.745	280.462	120.021	7.338	153.103	280.462	39.609	(19.432)	20.177	8.085	30.838	(1.546)	29.292	(5.064)	24.228	6.985	31.213
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.931.153	5.630.154	7.561.307	2.121.096	3.242.913	2.197.298	7.561.307	3.374.089	(2.341.098)	1.032.991	718.707	477.027	(275.600)	201.427	(55.767)	145.660	134.586	280.246
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.711.681	18.963.751	23.675.432	5.019.059	5.295.612	13.360.761	23.675.432	7.412.400	(4.836.255)	2.576.145	1.739.901	1.117.461	(464.970)	652.099	(206.732)	445.367	725.146	1.170.513
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	1.400.109	8.047.664	9.447.773	1.902.827	3.177.640	4.367.306	9.447.773	3.617.636	(1.568.564)	2.049.072	1.785.311	1.527.818	(254.634)	1.317.113	(443.625)	873.488	425.863	1.299.351
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	7.822	2.382	10.204	6.634	17	3.553	10.204	29.168	(27.851)	1.317	(98)	(643)	(170)	(810)	117	(693)	493	(200)
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	52.450	172.958	225.408	9.901	611	214.896	225.408	3.056	-	3.056	583	338	638	976	(318)	658	-	658
PH Chucas S.A.	Individual	8.681	61.959	70.640	89.841	12.600	(31.801)	70.640	8.580	(82)	8.498	5.285	909	318	1.234	-	1.234	-	1.234
Enel Guatemala S.A.	Individual	19.027	4.989	24.016	18.384	1.913	3.719	24.016	56.664	(50.548)	6.116	997	(364)	(224)	(583)	(2)	(585)	-	(585)
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	62.738	54.666	117.404	33.230	12.286	71.888	117.404	19.360	(7.751)	11.609	8.558	6.640	719	7.379	(1.360)	6.019	-	6.019
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	35.547	272.763	308.310	1.703	-	306.607	308.310	25.769	(10.815)	14.954	9.490	2.390	25	2.490	(1.818)	672	-	672
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	90.671	196.945	287.616	42.196	43	245.377	287.616	4.080	-	4.080	1.121	(413)	2.191	38.603	(4.063)	34.540	-	34.540
Enel Renovable S.R.L.	Individual	12.068	132.750	144.818	88.509	9.133	47.176	144.818	16.475	(1.328)	15.147	12.625	7.168	(3.748)	3.420	(976)	2.444	-	2.444
Enel Fortuna S.A.	Individual	163.506	433.953	597.459	65.981	62.458	469.020	597.459	159.459	(46.562)	112.897	102.930	84.055	1.081	85.136	(27.154)	57.982	-	57.982
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.612.012	8.328.054	9.940.066	2.015.446	3.281.393	4.643.227	9.940.066	3.876.735	(1.657.763)	2.218.972	1.928.229	1.627.174	(253.441)	1.374.229	(479.852)	894.377	335.712	1.230.089
Enel Perú S.A.C.	Individual	39.503	61.541	101.044	14.002	-	87.042	101.044	171	-	171	(102)	(102)	1.848	5.278	(515)	4.763	(4.355)	408
Enel Generación Piura S.A.	Individual	61.478	145.718	207.196	87.246	30.805	89.145	207.196	72.050	(36.529)	35.521	28.676	21.193	(3.064)	18.129	(5.181)	12.948	(1.727)	11.221
Grupo Enel Perú	Consolidado	93.895	151.934	245.829	94.163	30.805	120.861	245.829	72.221	(36.529)	35.692	28.573	21.090	(1.216)	19.875	(5.696)	14.179	(4.849)	9.330

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2025																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	25.972	359.110	385.082	4.292	-	380.790	385.082	-	-	-	(3.266)	(3.342)	1.062	(2.140)	1.731	(409)	(118.200)	(118.609)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	41.137	57.166	98.303	18.955	18.066	61.282	98.303	44.223	(4.233)	39.990	30.356	29.609	11.312	40.921	(16.070)	24.851	(17.545)	7.306
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	369.155	2.531.166	2.900.321	906.530	777.366	1.216.425	2.900.321	1.497.444	(962.019)	535.425	198.788	(35.956)	(6.095)	(42.021)	61.021	19.000	(369.967)	(350.967)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	36.898	497	37.395	36.929	78	388	37.395	70	(2)	68	(441)	(609)	(57)	(665)	-	(665)	(345)	(1.010)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	197.165	591.530	788.695	25.437	18.066	745.192	788.695	44.223	(4.233)	39.990	27.064	26.242	17.014	51.285	(14.500)	36.785	(218.326)	(181.541)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	575.846	5.472.204	6.048.050	912.413	680.481	4.455.156	6.048.050	1.072.876	(407.500)	665.376	552.284	363.362	(66.217)	297.316	(57.526)	239.790	1.245.090	1.484.880
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	52.756	77.518	130.274	27.507	9.060	93.707	130.274	134.687	(63.850)	70.837	58.877	47.971	3.422	51.393	(16.464)	34.929	11.574	46.503
EGP Volta Grande	Individual	25.138	295.143	320.281	47.462	94.322	178.497	320.281	72.770	(14.711)	58.059	53.356	52.712	(7.393)	45.319	(15.469)	29.850	20.208	50.058
Enel Cien S.A.	Individual	47.414	210.547	257.961	75.184	318	182.459	257.961	29	-	29	(409)	(409)	25.549	25.139	(8.447)	16.692	19.401	36.093
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	729.781	2.354.877	3.084.658	1.142.929	910.147	1.031.582	3.084.658	1.667.126	(1.097.921)	569.205	388.198	245.861	(173.022)	72.839	(2.489)	70.350	110.690	181.040
Enel Trading Brasil S.A.	Individual	360.580	80.226	440.806	448.136	617	(7.947)	440.806	1.130.355	(1.190.596)	(60.241)	(69.339)	(73.871)	2.393	(71.479)	24.298	(47.181)	4.309	(42.872)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	952.496	3.032.681	3.985.177	1.316.514	850.838	1.817.825	3.985.177	1.773.000	(1.205.007)	567.993	390.075	152.123	(171.809)	(19.022)	17.210	(1.812)	154.664	152.852
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	69.685	167.155	236.840	80.886	35.828	120.126	236.840	51.131	(25.541)	25.590	7.613	(11.836)	1.211	(10.626)	522	(10.104)	14.561	4.457
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.542.579	5.063.683	6.606.262	1.897.126	2.725.902	1.983.234	6.606.262	4.031.463	(2.779.048)	1.252.415	879.889	513.797	(309.253)	204.544	(48.905)	155.639	364.921	520.560
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.417.698	17.267.924	21.685.622	4.669.903	4.839.078	12.176.641	21.685.622	8.924.552	(5.759.175)	3.165.377	2.247.900	1.215.615	(490.823)	725.267	(185.159)	540.108	1.479.805	2.019.913
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	829.382	6.957.836	7.787.218	1.229.418	2.807.766	3.750.034	7.787.218	3.612.073	(1.675.628)	1.936.445	1.590.745	1.344.295	(296.574)	1.083.007	(361.712)	721.295	501.084	1.222.379
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	6.190	1.979	8.169	3.838	577	3.754	8.169	33.279	(29.767)	3.512	1.680	1.477	(74)	1.405	(528)	877	463	1.340
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	55.730	173.173	228.903	13.940	724	214.239	228.903	4.137	-	4.137	888	359	1.220	1.578	(1.034)	544	-	544
PH Chucas S.A.	Individual	10.482	69.428	79.910	96.145	16.800	(33.035)	79.910	16.891	(73)	16.818	12.573	6.789	(6.589)	199	-	199	-	199
Enel Guatemala S.A.	Individual	12.403	5.035	17.438	11.199	1.934	4.305	17.438	82.844	(70.163)	12.681	5.272	3.742	(317)	3.580	(1.011)	2.569	-	2.569
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	57.614	54.860	112.474	34.269	12.336	65.869	112.474	19.074	(2.014)	17.060	12.364	10.297	(63)	10.287	(1.369)	8.918	-	8.918
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	45.607	277.002	322.609	2.674	-	319.935	322.609	33.765	(4.944)	28.821	21.030	9.314	(5)	9.341	(2.376)	6.965	-	6.965
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	85.675	202.483	288.158	44.044	98	244.016	288.158	5.296	-	5.296	1.184	(919)	1.208	26.359	(2.560)	23.799	-	23.799
Enel Renovable S.R.L.	Individual	9.782	137.140	146.922	88.408	13.783	44.731	146.922	19.385	(1.330)	18.055	14.363	8.004	(4.575)	3.429	(1.008)	2.421	-	2.421
Enel Fortuna S.A.	Individual	166.340	447.273	613.613	49.906	79.100	484.607	613.613	210.903	(66.505)	144.398	129.056	109.397	(182)	109.279	(33.589)	75.690	-	75.690
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.029.132	7.363.886	8.393.018	1.321.128	2.932.934	4.138.956	8.393.018	3.967.034	(1.787.158)	2.179.876	1.794.278	1.491.671	(304.883)	1.186.991	(405.268)	781.723	407.711	1.189.434
Enel Perú S.A.C.	Individual	84.714	62.735	147.449	15.161	-	132.288	147.449	179	-	179	(13.246)	(13.246)	2.819	3.382	3.716	7.098	13.517	20.615
Enel Generación Piura S.A.	Individual	43.335	154.427	197.762	83.124	33.203	81.435	197.762	72.788	(29.897)	42.891	32.793	23.210	367	23.577	(7.573)	16.004	7.815	23.819
Grupo Enel Perú	Consolidado	128.050	160.763	288.813	98.286	33.203	157.324	288.813	72.967	(29.897)	43.070	19.548	9.965	3.186	13.069	(3.856)	9.213	16.089	25.302

40.Hechos posteriores

Enel Américas S.A.

i. Con fecha 21 de octubre de 2026, se realizó giro de línea de crédito con Enel Finance International por un monto de MMUS$400, a tasa de interés variable SOFR 2M, (3,9957%+1,4%) tasa total 5,3957% con vencimiento vigente el día 21 de diciembre 2026 (Ver nota 10.1.e).

Enel Distribución Río S.A.

ii. Con fecha 23 de octubre de 2026, nuestra subsidiaria emitió notas comerciales inscritas, por un monto de MBRL 1.800.000 (MUS$347.952). La operación se materializó a tasa de interés CDI más un margen de 1,75% anual, con fecha de vencimiento 28 de abril de 2027.

Entre el 1 de octubre de 2026 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y los resultados presentados.

Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas

Este anexo forma parte de la nota 2.4 "Sociedades subsidiarias".

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Colombia S.A. E.S.P	Colombia	Peso colombiano	57,34%	-	57,34%	57,34%	-	57,34%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidación	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar III S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda. (2)	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Panamá CAM S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Renovable S.R.L. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucás S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Rio Volcán S.A. (1)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	34,32%	34,32%
Extranjero	Enel Uruguay S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,89%	99,89%	-	99,82%	99,82%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

(1) Enel Américas, como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, posee una participación económica de control sobre las compañías PH Chucás S.A., PH Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.

(2) Ver nota 2.4.1.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (2)	Brasil	Real brasileño	-	76,59%	76,59%	-	76,59%	76,59%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda13 S.A. (Enel Brasil Central S.A.)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Caxias do Sul S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel X Demand Response S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Ponta Grossa S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Macapá Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Caruaru Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Jaboatão Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Cataguases S.A.	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Enel X Mobilidade Urbana S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Itanhaém S.A.	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Luz de Alagoinhas S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Maringá S.A.	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperanca 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Parque Eolico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,90%	99,90%	-	99,90%	99,90%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,95%	99,95%	-	99,95%	99,95%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

(2) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 13 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 16 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela Acl 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Isamu Ikeda Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Primavera Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperanca 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos de Sao Roque Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Judas Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fotons de Santo Anchieta Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Micael 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Geronimo Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jade Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Brejolandia Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa III Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cabeca De Boi S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Damascena Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Manicoba Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina A Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina B Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina C Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina D Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina E Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapeu I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapeu II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Paranapanema S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2026			al 31.12.2025		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Mário Energias Renováveis S/A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 30.09.2026								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	599	286.752	4	507.293	14.670	13.796	426.128	-	**1.249.242**
Otros activos financieros corrientes	132	-	-	19.703	-	89.811	109.401	-	**219.047**
Otros activos no financieros corrientes	8.625	9.258	-	41.107	41.498	19.579	394.285	-	**514.352**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.538	49.393	-	687.979	13.695	378.856	3.105.187	-	**4.236.648**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	431	4.550	8.317	63	-	893	4.438	-	**18.692**
Inventarios corrientes	-	8.379	-	136.831	22.813	55.292	442.223	-	**665.538**
Activos por impuestos corrientes	100	25.428	-	3.774	5	5.602	208.955	-	**243.864**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	3.525	-	-	876	-	**4.401**
Total Activo Corriente	**11.425**	**383.760**	**8.321**	**1.400.275**	**92.681**	**563.829**	**4.691.493**	**-**	**7.151.784**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	80.684	-	136	-	24.108	7.100.411	-	**7.205.339**
Otros activos no financieros no corrientes	5.166	14.237	-	53.586	4.992	143	2.023.505	-	**2.101.629**
Cuentas por cobrar no corrientes	36	18.467	-	23.296	114	-	287.959	-	**329.872**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	2	-	-	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	1.287	-	4.445	(86)	-	**5.646**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	140.991	-	156.123	2.503	145.365	2.729.377	-	**3.174.359**
Plusvalía	-	28.216	-	81.285	-	-	1.192.808	-	**1.302.309**
Propiedades, Planta y Equipo	603	760.773	-	6.969.036	140.399	2.835.395	5.557.061	-	**16.263.267**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.488	-	**7.488**
Activos por derecho de uso	-	13.873	-	83.026	-	17.661	205.203	-	**319.763**
Activos por impuestos diferidos	53.712	992	-	1.288	3.925	5.192	555.627	-	**620.736**
Total Activos No Corriente	**59.517**	**1.058.233**	**-**	**7.369.063**	**151.933**	**3.032.311**	**19.659.353**	**-**	**31.330.410**
Total Activos	**70.942**	**1.441.993**	**8.321**	**8.769.338**	**244.614**	**3.596.140**	**24.350.846**	**-**	**38.482.194**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 31.12.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	764	813.774	13	207.686	21.493	16.628	844.045	-	**1.904.403**
Otros activos financieros corrientes	578	100	-	21.587	-	9.992	126.701	-	**158.958**
Otros activos no financieros corrientes	6.681	11.367	-	29.677	35.197	19.377	386.144	-	**488.443**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.501	49.964	-	460.873	7.112	346.698	2.486.706	-	**3.352.854**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	431	4.163	8.151	97	-	361	4.355	-	**17.558**
Inventarios corrientes	-	17.351	456	105.281	8.895	46.594	357.906	-	**536.483**
Activos por impuestos corrientes	464	26.652	-	3.056	3.149	7.270	193.875	-	**234.466**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	2.659	-	-	-	-	**2.659**
Total Activo Corriente	**10.419**	**923.371**	**8.620**	**830.916**	**75.846**	**446.920**	**4.399.732**	**-**	**6.695.824**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	83.493	-	13	-	18.134	5.799.217	-	**5.900.857**
Otros activos no financieros no corrientes	3.368	11.935	-	60.540	6.096	68	1.887.053	-	**1.969.060**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	34	39.317	-	48.631	117	-	290.495	-	**378.594**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	2	-	-	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	1.533	-	3.378	291	-	**5.202**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	152.939	-	148.482	2.554	125.517	2.666.021	-	**3.095.513**
Plusvalía	-	28.216	-	71.182	-	-	1.126.042	-	**1.225.440**
Propiedades, Planta y Equipo	604	779.351	-	5.960.283	147.997	2.389.159	5.336.852	-	**14.614.246**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.069	-	**7.069**
Activos por derecho de uso	-	14.563	-	71.711	-	17.631	240.354	-	**344.259**
Activos por impuestos diferidos	48.040	665	-	1.018	4.001	9.917	571.374	-	**635.015**
Total Activos No Corriente	**52.046**	**1.110.479**	**-**	**6.363.393**	**160.765**	**2.563.806**	**17.924.768**	**-**	**28.175.257**
Total Activos	**62.465**	**2.033.850**	**8.620**	**7.194.309**	**236.611**	**3.010.726**	**22.324.500**	**-**	**34.871.081**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 30.09.2026								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	816.690	277.490	294.864	63.414	106.749	1.055.839	2.767	**2.617.814**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	3.166	-	10.013	53	5.340	59.664	-	**78.236**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	8.541	68.030	2.380	903.483	8.184	701.999	2.810.328	99	**4.503.044**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.247	24.137	431.666	188	-	189	20.821	-	**479.248**
Otras provisiones corrientes	-	122	-	73.603	13.304	70.931	67.082	-	**225.042**
Pasivos por impuestos corrientes	-	29.048	-	168.291	149	33.811	32.855	-	**264.154**
Otros pasivos no financieros corrientes	861	6.457	-	94.768	7.639	38.877	166.289	-	**314.891**
Total Pasivo Corriente	**11.650**	**947.650**	**711.536**	**1.545.210**	**92.743**	**957.896**	**4.212.878**	**2.866**	**8.482.429**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	570.456	266.361	2.412.739	-	214.379	1.749.279	190.419	**5.403.633**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	13.257	-	71.598	37	14.659	179.935	-	**279.486**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	22.919	-	90.164	-	273.578	1.216.105	-	**1.602.766**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	19.545	-	-	-	-	-	-	**19.545**
Otras provisiones no corrientes	-	4.044	-	277.220	2.278	7.216	581.966	-	**872.724**
Pasivo por impuestos diferidos	-	43.705	-	222.521	28.490	391.378	178.526	-	**864.620**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	868	263	-	103.418	-	14.318	269.414	-	**388.281**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	5.669	93.026	-	**98.695**
Total Pasivo No Corriente	**868**	**674.189**	**266.361**	**3.177.660**	**30.805**	**921.197**	**4.268.251**	**190.419**	**9.529.750**
Total Pasivo	**12.518**	**1.621.839**	**977.897**	**4.722.870**	**123.548**	**1.879.093**	**8.481.129**	**193.285**	**18.012.179**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 31.12.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	800.644	43.468	372.790	38.668	63.934	927.705	-	**2.247.210**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	3.332	-	9.153	1.412	783	58.319	-	**72.999**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22.524	65.219	846	655.721	4.846	659.332	2.653.360	104	**4.061.952**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	255.678	23.571	371.039	-	-	171	25.457	-	**675.916**
Otras provisiones corrientes	-	1	-	90.648	13.562	31.779	78.531	-	**214.521**
Pasivos por impuestos corrientes	-	41.474	-	23.377	1.664	28.212	42.604	-	**137.331**
Otros pasivos no financieros corrientes	949	7.562	-	44.471	1.730	40.858	231.535	-	**327.105**
Total Pasivo Corriente	**279.152**	**941.803**	**415.353**	**1.196.160**	**61.882**	**825.069**	**4.017.511**	**104**	**7.737.034**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	418.653	201.740	2.196.295	-	52.572	1.706.301	-	**4.575.561**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	13.836	-	61.359	84	19.265	195.229	-	**289.773**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	40.059	-	66.644	-	268.429	1.148.958	-	**1.524.090**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	23.745	-	-	-	-	-	-	**23.745**
Otras provisiones no corrientes	-	3.149	-	231.297	2.195	7.330	521.243	-	**765.214**
Pasivo por impuestos diferidos	-	44.046	-	162.719	30.925	380.662	136.931	-	**755.283**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.181	313	-	89.473	-	13.059	291.899	-	**395.925**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	9.681	218.061	-	**227.742**
Total Pasivo No Corriente	**1.181**	**543.801**	**201.740**	**2.807.787**	**33.204**	**750.998**	**4.218.622**	**-**	**8.557.333**
Total Pasivo	**280.333**	**1.485.604**	**617.093**	**4.003.947**	**95.086**	**1.576.067**	**8.236.133**	**104**	**16.294.367**

Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.167.168	518.496	159.611	1.565.934	**4.411.209**	**49.196**
Provisión de deterioro	(201.671)	(58.246)	(40.214)	(932.560)	**(1.232.691)**	**(1.400)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	6.774	-	-	-	**6.774**	**56.455**
Provisión de deterioro	(157)	-	-	-	**(157)**	**(1.240)**
Otras cuentas por cobrar bruto	1.053.741	-	-	-	**1.053.741**	**232.955**
Provisión de deterioro	(2.228)	-	-	-	**(2.228)**	**(6.094)**
Total	**3.023.627**	**460.250**	**119.397**	**633.374**	**4.236.648**	**329.872**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.837.305	441.404	137.813	1.462.798	**3.879.320**	**52.485**
Provisión de deterioro	(80.648)	(42.142)	(40.665)	(1.023.115)	**(1.186.570)**	**(2.507)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	6.205	-	-	-	**6.205**	**58.734**
Provisión de deterioro	(4.031)	-	-	-	**(4.031)**	**(27.674)**
Otras cuentas por cobrar bruto	659.653	-	-	-	**659.653**	**301.747**
Provisión de deterioro	(1.723)	-	-	-	**(1.723)**	**(4.191)**
Total	**2.416.761**	**399.262**	**97.148**	**439.683**	**3.352.854**	**378.594**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.09.2026					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	8.468.125	2.015.352	619.107	201.390	**9.087.232**	**2.216.742**
Entre 1 y 30 días	4.686.786	328.445	160.042	17.588	**4.846.828**	**346.033**
Entre 31 y 60 días	788.445	95.778	81.247	13.668	**869.692**	**109.446**
Entre 61 y 90 días	345.678	53.393	44.539	9.624	**390.217**	**63.017**
Entre 91 y 120 días	228.345	53.681	37.026	7.774	**265.371**	**61.455**
Entre 121 y 150 días	192.097	44.843	32.421	6.983	**224.518**	**51.826**
Entre 151 y 180 días	156.319	39.332	33.043	6.998	**189.362**	**46.330**
Entre 181 y 210 días	149.601	37.344	33.971	6.542	**183.572**	**43.886**
Entre 211 y 250 días	154.542	37.867	25.273	5.554	**179.815**	**43.421**
Superior a 251 días	4.552.889	1.261.399	1.314.258	217.228	**5.867.147**	**1.478.627**
Total	**19.722.827**	**3.967.434**	**2.380.927**	**493.349**	**22.103.754**	**4.460.783**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2025					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	7.886.731	1.687.669	594.195	202.121	**8.480.926**	**1.889.790**
Entre 1 y 30 días	4.805.892	283.765	159.743	14.710	**4.965.635**	**298.475**
Entre 31 y 60 días	820.464	71.476	72.253	10.279	**892.717**	**81.755**
Entre 61 y 90 días	367.738	51.576	54.324	9.598	**422.062**	**61.174**
Entre 91 y 120 días	251.527	43.961	44.693	8.277	**296.220**	**52.238**
Entre 121 y 150 días	212.190	38.684	33.188	6.592	**245.378**	**45.276**
Entre 151 y 180 días	183.188	34.779	28.184	5.520	**211.372**	**40.299**
Entre 181 y 210 días	160.548	31.498	28.664	5.555	**189.212**	**37.053**
Entre 211 y 250 días	147.829	32.439	24.792	5.470	**172.621**	**37.909**
Superior a 251 días	4.294.050	1.197.166	881.086	190.670	**5.175.136**	**1.387.836**
Total	**19.130.157**	**3.473.013**	**1.921.122**	**458.792**	**21.051.279**	**3.931.805**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cartera protestada y en cobranza judicial	al 30.09.2026		al 30.09.2025	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.336.824	297.296	1.281.460	292.575
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	34.747	101.086	42.007	94.755
Total	**1.371.571**	**398.382**	**1.323.467**	**387.330**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones y Castigos	al 30.09.2026	al 30.09.2025
Provisión cartera no repactada	201.621	244.214
Provisión cartera repactada	(13.482)	7.701
Recuperos del período	(21.282)	(13.124)
Total	**166.857**	**238.791**

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Número y monto operaciones	al 30.09.2026		al 30.09.2025	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	763.235	2.443.612	2.456.320	4.222.665
Monto de las operaciones	31.830	166.857	72.653	238.791

Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 30.09.2026												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**507.996**	**46.137**	**18.371**	**1.169**	**6.104**	**2.547**	**3.685**	**1.396**	**205**	**4.660**	**23.266**	**615.536**	**40**
Grandes Clientes	189.877	20.940	16.885	49	5.395	788	1.834	838	-	1.748	2.772	**241.126**	**-**
Clientes Institucionales	24.666	23.217	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**47.883**	**-**
Otros	293.453	1.980	1.486	1.120	709	1.759	1.851	558	205	2.912	20.494	**326.527**	**40**
Provisión Deterioro	(9.808)	(10.430)	(10.218)	(63)	(2.914)	(105)	(447)	(558)	(205)	(2.912)	(8.117)	**(45.777)**	**114**
Servicios no facturados	232.586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**232.586**	**-**
Servicios facturados	275.410	46.137	18.371	1.169	6.104	2.547	3.685	1.396	205	4.660	23.266	**382.950**	**40**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.659.558**	**299.896**	**91.075**	**61.848**	**55.351**	**49.279**	**42.645**	**42.490**	**43.216**	**127.525**	**1.323.172**	**3.796.055**	**49.152**
Clientes Masivos	1.013.016	211.533	65.974	43.534	38.228	38.227	32.303	31.903	32.241	98.205	998.858	**2.604.022**	**23.661**
Grandes Clientes	484.147	59.646	15.783	10.747	6.914	6.041	5.862	6.223	6.711	17.177	210.412	**829.663**	**6.540**
Clientes Institucionales	162.395	28.717	9.318	7.567	10.209	5.011	4.480	4.364	4.264	12.143	113.902	**362.370**	**18.951**
Provisión Deterioro	(191.477)	(7.215)	(19.231)	(11.089)	(11.829)	(12.603)	(12.316)	(27.056)	(22.141)	(60.033)	(812.306)	**(1.187.296)**	**(1.510)**
Servicios no facturados	668.410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**668.410**	**-**
Servicios facturados	991.148	299.896	91.075	61.848	55.351	49.279	42.645	42.490	43.216	127.525	1.323.172	**3.127.645**	**49.152**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**2.167.554**	**346.033**	**109.446**	**63.017**	**61.455**	**51.826**	**46.330**	**43.886**	**43.421**	**132.185**	**1.346.438**	**4.411.591**	**49.192**
Total Provisión Deterioro	**(201.285)**	**(17.645)**	**(29.449)**	**(11.152)**	**(14.743)**	**(12.708)**	**(12.763)**	**(27.614)**	**(22.346)**	**(62.945)**	**(820.423)**	**(1.233.073)**	**(1.396)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.966.269**	**328.388**	**79.997**	**51.865**	**46.712**	**39.118**	**33.567**	**16.272**	**21.075**	**69.240**	**526.015**	**3.178.518**	**47.796**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2025												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**450.360**	**30.362**	**1.959**	**2.744**	**1.598**	**421**	**2.015**	**227**	**709**	**5.052**	**13.737**	**509.184**	**1.259**
Grandes Clientes	102.078	1.339	893	651	161	103	1	2	-	1.806	608	**107.642**	**-**
Clientes Institucionales	21.665	28.106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**49.771**	**-**
Otros	326.617	917	1.066	2.093	1.437	318	2.014	225	709	3.246	13.129	**351.771**	**1.259**
Provisión Deterioro	(10.955)	(363)	(60)	(594)	(83)	(16)	(116)	(213)	(661)	(3.747)	(14.468)	**(31.276)**	**(1.058)**
Servicios no facturados	258.837	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**258.837**	**-**
Servicios facturados	191.523	30.362	1.959	2.744	1.598	421	2.015	227	709	5.052	13.737	**250.347**	**1.259**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.385.406**	**268.113**	**79.795**	**58.430**	**50.641**	**44.854**	**38.285**	**36.826**	**37.200**	**118.560**	**1.252.026**	**3.370.136**	**51.226**
Clientes Masivos	850.710	193.011	57.162	43.116	36.949	32.488	29.047	28.581	28.342	88.439	978.380	**2.366.225**	**25.775**
Grandes Clientes	397.493	53.862	14.093	7.959	7.423	6.796	6.014	5.718	5.795	17.883	196.834	**719.870**	**6.325**
Clientes Institucionales	137.203	21.240	8.540	7.355	6.269	5.570	3.224	2.527	3.063	12.238	76.812	**284.041**	**19.126**
Provisión Deterioro	(69.693)	(7.602)	(20.685)	(12.838)	(13.508)	(12.974)	(13.968)	(28.673)	(23.787)	(69.632)	(881.934)	**(1.155.294)**	**(1.449)**
Servicios no facturados	662.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**662.667**	**-**
Servicios facturados	722.739	268.113	79.795	58.430	50.641	44.854	38.285	36.826	37.200	118.560	1.252.026	**2.707.469**	**51.226**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.835.766**	**298.475**	**81.754**	**61.174**	**52.239**	**45.275**	**40.300**	**37.053**	**37.909**	**123.612**	**1.265.763**	**3.879.320**	**52.485**
Total Provisión Deterioro	**(80.648)**	**(7.965)**	**(20.745)**	**(13.432)**	**(13.591)**	**(12.990)**	**(14.084)**	**(28.886)**	**(24.448)**	**(73.379)**	**(896.402)**	**(1.186.570)**	**(2.507)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.755.118**	**290.510**	**61.009**	**47.742**	**38.648**	**32.285**	**26.216**	**8.167**	**13.461**	**50.233**	**369.361**	**2.692.750**	**49.978**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 30.09.2026											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**507.980**	**46.133**	**18.362**	**1.160**	**6.104**	**2.537**	**3.685**	**1.396**	**205**	**27.582**	**615.144**	**40**
Grandes Clientes	189.877	20.940	16.885	49	5.395	788	1.834	838	-	4.520	**241.126**	**-**
Clientes Institucionales	24.666	23.217	-	-	-	-	-	-	-	-	**47.883**	**-**
Otros	293.437	1.976	1.477	1.111	709	1.749	1.851	558	205	23.062	**326.135**	**40**
Cartera repactada	**16**	**4**	**9**	**9**	**-**	**10**	**-**	**-**	**-**	**344**	**392**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	16	4	9	9	-	10	-	-	-	344	**392**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.505.203**	**282.313**	**77.416**	**52.232**	**47.578**	**42.304**	**35.648**	**35.947**	**37.657**	**1.241.920**	**3.358.218**	**2.136**
Clientes Masivos	912.618	196.624	54.712	35.993	31.126	31.876	26.705	26.611	27.193	912.737	**2.256.195**	**-**
Grandes Clientes	462.331	57.641	13.827	9.130	6.411	5.599	5.049	5.332	6.302	207.441	**779.063**	**2.136**
Clientes Institucionales	130.254	28.048	8.877	7.109	10.041	4.829	3.894	4.004	4.162	121.742	**322.960**	**-**
Cartera repactada	**154.355**	**17.583**	**13.659**	**9.616**	**7.773**	**6.975**	**6.997**	**6.543**	**5.559**	**208.777**	**437.837**	**47.016**
Clientes Masivos	100.397	14.907	11.262	7.541	7.101	6.351	5.597	5.292	5.049	184.326	**347.823**	**23.661**
Grandes Clientes	21.817	2.006	1.956	1.617	504	442	814	891	409	20.147	**50.603**	**4.404**
Clientes Institucionales	32.141	670	441	458	168	182	586	360	101	4.304	**39.411**	**18.951**
Total cartera bruta	**2.167.554**	**346.033**	**109.446**	**63.017**	**61.455**	**51.826**	**46.330**	**43.886**	**43.421**	**1.478.623**	**4.411.591**	**49.192**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 31.12.2025											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**450.360**	**30.362**	**1.959**	**2.744**	**1.598**	**421**	**2.015**	**227**	**709**	**18.789**	**509.184**	**1.259**
Grandes Clientes	102.078	1.339	893	651	161	103	1	2	-	2.414	**107.642**	**-**
Clientes Institucionales	21.665	28.106	-	-	-	-	-	-	-	-	**49.771**	**-**
Otros	326.617	917	1.066	2.093	1.437	318	2.014	225	709	16.375	**351.771**	**1.259**
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.232.494**	**253.403**	**69.516**	**48.832**	**42.364**	**38.262**	**32.765**	**31.271**	**31.730**	**1.179.916**	**2.960.553**	**2.017**
Clientes Masivos	747.449	181.285	48.614	34.935	29.779	27.064	24.154	23.733	23.472	898.732	**2.039.217**	**1**
Grandes Clientes	382.112	51.735	12.948	6.993	6.487	5.823	5.593	5.189	5.438	195.796	678.114	**2.016**
Clientes Institucionales	102.933	20.383	7.954	6.904	6.098	5.375	3.018	2.349	2.820	85.388	243.222	**-**
Cartera repactada	**152.912**	**14.710**	**10.279**	**9.598**	**8.277**	**6.592**	**5.520**	**5.555**	**5.470**	**190.670**	409.543	**49.209**
Clientes Masivos	103.262	11.727	8.548	8.182	7.168	5.424	4.892	4.848	4.869	168.086	327.006	**25.774**
Grandes Clientes	15.380	2.126	1.145	965	937	973	422	528	358	18.920	41.754	**4.309**
Clientes Institucionales	34.270	857	586	451	172	195	206	179	243	3.664	40.823	**19.126**
Total cartera bruta	**1.835.766**	**298.475**	**81.754**	**61.174**	**52.239**	**45.275**	**40.300**	**37.053**	**37.909**	**1.389.375**	**3.879.320**	**52.485**

Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2026		al 31.12.2025		al 30.09.2026		al 31.12.2025	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	344.822	19.241	211.689	16.746	72.828	-	79.201	-	816.352	-	764.234	-	2.470	-	2.171	-	**1.236.472**	**19.241**	**1.057.295**	**16.746**
Total Activo Estimado	**344.822**	**19.241**	**211.689**	**16.746**	**72.828**	**-**	**79.201**	**-**	**816.352**	**-**	**764.234**	**-**	**2.470**	**-**	**2.171**	**-**	**1.236.472**	**19.241**	**1.057.295**	**16.746**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	154.000	9.107	102.279	8.209	98.367	-	60.777	-	372.790	100.178	458.642	62.664	-	-	-	-	**625.157**	**109.285**	**621.698**	**70.873**
Total Pasivo Estimado	**154.000**	**9.107**	**102.279**	**8.209**	**98.367**	**-**	**60.777**	**-**	**372.790**	**100.178**	**458.642**	**62.664**	**-**	**-**	**-**	**-**	**625.157**	**109.285**	**621.698**	**70.873**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	al 30.09.2026		al 30.09.2025		al 30.09.2026		al 30.09.2025		al 30.09.2026		al 30.09.2025		al 30.09.2026		al 30.09.2025		al 30.09.2026		al 30.09.2025	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	345.400	18.208	96.042	15.891	72.828	-	146.821	-	820.623		599.784	-	2.470	-	2.853	-	**1.241.321**	**18.208**	**845.500**	**15.891**
Compras de Energía	145.733	8.618	81.097	6.903	98.367	-	117.558	-	374.656	100.703	360.668	80.312	-	-	-	-	**618.756**	**109.321**	**559.323**	**87.215**

Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Proveedores con pagos al día	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	211.028	572.034	422.570	**1.205.632**	189.424	695.804	500.636	**1.385.864**
Entre 31 y 60 días	53.532	268.137	255.559	**577.228**	47.371	136.676	180.206	**364.253**
Entre 61 y 90 días	121.413	488.419	91.452	**701.284**	101.180	356.846	80.168	**538.194**
Entre 91 y 120 días	68.827	36.408	12.196	**117.431**	60.905	39.422	15.883	**116.210**
Entre 121 y 365 días	41.777	63.834	37.457	**143.068**	34.760	140.903	107.851	**283.514**
Más de 365 días	4.107	314.944	1.288	**320.339**	5.843	299.689	636	**306.168**
Total	**500.684**	**1.743.776**	**820.522**	**3.064.982**	**439.483**	**1.669.340**	**885.380**	**2.994.203**
Periodo promedio de pago cuentas al día	41	42	40		41	42	39	

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de Proveedores	al 30.09.2026				al 31.12.2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	141.777	656.007	718.274	**1.516.058**	156.977	615.632	798.661	**1.571.270**
Proveedores por compra de combustibles y gas	533	267	89	**889**	533	265	88	**886**
Compra de activos	74.511	37.256	12.418	**124.185**	76.622	38.311	12.770	**127.703**
Cuentas por pagar bienes y servicios	283.863	1.050.246	89.741	**1.423.850**	205.351	1.015.132	73.861	**1.294.344**
Total	**500.684**	**1.743.776**	**820.522**	**3.064.982**	**439.483**	**1.669.340**	**885.380**	**2.994.203**