Estados financieros consolidados intermedios
Enel Américas y subsidiarias 30 de Junio de 2025

enel

Build the
FUTURE through
SUSTAINABLE
POWER.

Informe de Revisión de Estados Financieros Consolidados Intermedios de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Introducción

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enel Américas S.A. y Subsidiarias (el "Grupo") al 30 de junio de 2025, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2025; los estados consolidados intermedios de resultados integrales para los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2025; el estado de cambios en el patrimonio consolidado intermedio para el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2025; el estado de flujos de efectivo consolidado intermedio para el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2025, y las notas a los estados financieros consolidados intermedios, incluyendo información de las políticas contables materiales.

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados intermedios de acuerdo 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)]. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros consolidados intermedios basada en nuestra revisión.

Alcance de la revisión

Hemos llevado a cabo nuestra revisión de acuerdo con la Norma de Trabajos de Revisión (NTR) 2410, "Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente". Una revisión de estados financieros consolidados intermedios consiste principalmente en hacer indagaciones ante las personas responsables de los asuntos financieros y contables, así como en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile y, en consecuencia, no nos permite obtener seguridad de que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos significativos que pudieran haberse identificado en una auditoría. En consecuencia, no expresamos una opinión de auditoría.

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos lleve a considerar que los estados financieros consolidados intermedios adjuntos al 30 de junio de 2025 no presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera, sus resultados y flujos de efectivo de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, de acuerdo 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)].

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Santiago
Av. Presidente Riesco 5685,
piso 15, Las Condes

Otros asuntos

El Colegio de Contadores de Chile A.G. aprobó que las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile adopten integralmente y sin reservas las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento [International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)] para las auditorías de los estados financieros consolidados preparados por el período iniciado a partir del 1 de enero de 2025.

La auditoría a los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2024, por los cuales emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 28 de febrero de 2025, incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2024 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos. La revisión de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 30 de junio de 2024, por los cuales emitimos una conclusión sin modificaciones con fecha 25 de julio de 2024, comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2024, y los correspondientes estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2024; y los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminados en esa fecha, que se presentan comparativos en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos. Tanto la revisión como la auditoría mencionadas fueron efectuadas de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile vigentes a esas fechas.

Firmado digitalmente
Fecha de firma: 30/07/2025 -0400UTC

Luis Duarte Acevedo

KPMG Ltda.

Santiago, 30 de Julio de 2025

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

CONTENIDO

I. INFORME DE REVISIÓN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

II. 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

III. 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 junio de 2025 (no auditado) y 31 de diciembre de 2024

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	Nota	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.574.792	3.076.085
Otros activos financieros corrientes	7	226.724	264.968
Otros activos no financieros corrientes	8	514.454	417.147
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	3.047.482	2.675.966
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	16.615	14.975
Inventarios corrientes	11	533.242	445.175
Activos por impuestos corrientes	12	307.638	279.039
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		**6.220.947**	**7.173.355**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	50.872	245.996
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**50.872**	**245.996**
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**6.271.819**	**7.419.351**
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	5.500.862	4.589.145
Otros activos no financieros no corrientes	8	1.879.473	1.637.312
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	394.643	216.447
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	2	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	5.638	13.515
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	3.134.355	2.935.296
Plusvalía	15	1.224.616	1.088.045
Propiedades, planta y equipo	16	13.942.446	12.703.521
Propiedad de inversión		7.097	6.224
Activos por derecho de uso	17	402.295	206.273
Activos por impuestos diferidos	18	728.309	669.205
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**27.219.736**	**24.064.986**
TOTAL ACTIVOS		**33.491.555**	**31.484.337**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de junio de 2025 (no auditado) y 31 de diciembre de 2024

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19	1.283.132	974.392
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	60.951	31.610
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	3.750.364	3.694.693
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	572.130	1.265.725
Otras provisiones corrientes	24	193.185	157.478
Pasivos por impuestos corrientes	12	208.189	689.197
Otros pasivos no financieros corrientes	8	222.136	188.445
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**6.290.087**	**7.001.540**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	113.436
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**113.436**
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**6.290.087**	**7.114.976**
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	4.517.509	4.182.308
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	272.966	183.246
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	1.753.928	1.291.587
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	27.945	51.277
Otras provisiones no corrientes	24	683.426	601.544
Pasivo por impuestos diferidos	18	766.645	754.129
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	737.011	867.140
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	30.365	31.098
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**8.789.795**	**7.962.329**
TOTAL PASIVOS		**15.079.882**	**15.077.305**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	15.799.227	15.799.227
Ganancias acumuladas		8.472.812	8.084.630
Otras reservas	26.5	(8.206.874)	(9.753.664)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	*[Subtotal]*	**16.065.165**	**14.130.193**
Participaciones no controladoras	26.6	**2.346.508**	**2.276.839**
PATRIMONIO TOTAL		**18.411.673**	**16.407.032**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**33.491.555**	**31.484.337**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$				abril a junio	
ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2025	2024	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	27	6.019.951	6.200.454	3.047.153	3.118.111
Otros ingresos, por naturaleza	27	768.279	548.313	443.644	257.519
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	*[Subtotal]*	**6.788.230**	**6.748.767**	**3.490.797**	**3.375.630**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(3.876.761)	(3.888.417)	(2.007.535)	(1.972.398)
Margen de Contribución	*[Subtotal]*	**2.911.469**	**2.860.350**	**1.483.262**	**1.403.232**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		73.718	85.099	38.702	42.502
Gastos por beneficios a los empleados	29	(359.895)	(330.736)	(184.312)	(168.583)
Gasto por depreciación y amortización	30	(600.099)	(559.385)	(311.048)	(288.603)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	6.123	(5.169)	(2.407)	61
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(171.472)	(136.288)	(91.139)	(65.074)
Otros gastos por naturaleza	31	(548.680)	(542.853)	(276.247)	(282.316)
Resultado de Explotación	*[Subtotal]*	**1.311.164**	**1.371.018**	**656.811**	**641.219**
Otras ganancias (pérdidas)	32	557	1.399	532	836
Ingresos financieros	33	190.450	224.760	82.462	117.396
Costos financieros	33	(631.748)	(897.486)	(300.732)	(477.478)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(2.230)	(7)	(722)	600
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	(23.787)	(77.246)	(34.166)	(81.970)
Resultado por unidades de reajuste	33	98.100	213.157	48.911	86.243
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	*[Subtotal]*	**942.506**	**835.595**	**453.096**	**286.846**
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(312.635)	(357.644)	(172.324)	(166.717)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**629.871**	**477.951**	**280.772**	**120.129**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1	-	2.002.326	-	1.872.076
GANANCIA (PÉRDIDA)	*[Subtotal]*	**629.871**	**2.480.277**	**280.772**	**1.992.205**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		432.161	2.289.736	186.928	1.930.652
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	197.710	190.541	93.844	61.553
GANANCIA (PÉRDIDA)		**629.871**	**2.480.277**	**280.772**	**1.992.205**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones continuadas	US$ / acción	0,00403	0,00305	0,00179	0,00058
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	0,01830	(0,00005)	0,01741
Ganancia (pérdida) por acción básica	**US$ / acción**	**0,00403**	**0,02134**	**0,00174**	**0,01800**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	107.279.890	107.279.890
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de Operaciones continuadas	US$ / acción	0,00403	0,00305	0,00179	0,00058
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	0,01830	(0,00005)	0,01741
Ganancias (pérdida) diluida por acción	**US$ / acción**	**0,00403**	**0,02134**	**0,00174**	**0,01800**
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	107.279.890	107.279.890

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza (continuación)

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$				abril a junio	
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2025	2024	2025	2024
Ganancia (Pérdida)		629.871	2.480.277	280.772	1.992.205
Remedición (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	(50.810)	125.006	(50.715)	115.467
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**(50.810)**	**125.006**	**(50.715)**	**115.467**
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	1.461.007	(1.962.855)	515.654	(1.541.084)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		5.880	9.487	5.900	5.556
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(466)	11	(466)	11
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(6.738)	88.805	3.902	71.471
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		16	4.073	30	1.217
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**1.459.699**	**(1.860.479)**	**525.020**	**(1.462.829)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	*[Subtotal]*	**1.408.889**	**(1.735.473)**	**474.305**	**(1.347.362)**
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		21.570	(35.805)	21.537	(36.282)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**21.570**	**(35.805)**	**21.537**	**(36.282)**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		3.120	(18.959)	(603)	(18.050)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		-	(6.640)	-	(6.640)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	*[Subtotal]*	**3.120**	**(25.599)**	**(603)**	**(24.690)**
Total Otro resultado integral		**1.433.579**	**(1.796.877)**	**495.239**	**(1.408.334)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.063.450**	**683.400**	**776.011**	**583.871**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.796.908	645.285	673.363	638.265
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		266.542	38.115	102.648	(54.394)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**2.063.450**	**683.400**	**776.011**	**583.871**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

			Cambios en Otras Reservas											
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	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	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	**15.799.227**	**-**	**(4.561.891)**	**(84.801)**	**-**	**(7.471)**	**296.410**	**(4.357.753)**	**(3.137.066)**	**(7.494.819)**	**6.200.229**	**14.504.637**	**2.516.158**	**17.020.795**
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.289.736	2.289.736	190.541	2.480.277
Otro resultado integral	-	-	(1.754.186)	69.797	81.101	1.871	(43.034)	(1.644.451)	-	(1.644.451)	-	(1.644.451)	(152.426)	(1.796.877)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	645.285	38.115	683.400
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(204.208)	(204.208)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	360.022	-	(81.101)	-	(257.179)	21.742	505.769	527.511	81.101	608.612	(85.747)	522.865
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.394.164)	69.797	-	1.871	(300.213)	(1.622.709)	505.769	(1.116.940)	2.370.837	1.253.897	(251.840)	1.002.057
Saldo final al 30.06.2024	**15.799.227**	**-**	**(5.956.055)**	**(15.004)**	**-**	**(5.600)**	**(3.803)**	**(5.980.462)**	**(2.631.297)**	**(8.611.759)**	**8.571.066**	**15.758.534**	**2.264.318**	**18.022.852**
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 (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	432.161	432.161	197.710	629.871
Otro resultado integral	-	-	1.393.234	1.788	(34.140)	3.865	-	1.364.747	-	1.364.747	-	1.364.747	68.832	1.433.579
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.796.908	266.542	2.063.450
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(247.506)	(247.506)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(2.690)	(552)	34.140	-	3.242	34.140	147.903	182.043	(34.140)	147.903	51.000	198.903
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.390.544	1.236	-	3.865	3.242	1.398.887	147.903	1.546.790	398.021	1.944.811	70.036	2.014.847
Saldo final al 30.06.2025	**15.799.227**	**-**	**(5.861.246)**	**(3.616)**	**-**	**977**	**-**	**(5.863.885)**	**(2.342.989)**	**(8.206.874)**	**8.472.812**	**16.065.165**	**2.346.508**	**18.411.673**

(1) Ver Nota 26.1

(2) Ver Nota 26.2

(3) Ver Nota 26.5

(4) Ver Nota 26.6

(5) Ver Nota 5.1 (iii)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		2025	2024
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		7.419.309	9.164.138
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		27.302	14.274
Otros cobros por actividades de operación		404.286	388.599
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.901.408)	(4.898.090)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(683.464)	(828.753)
Otros pagos por actividades de operación	6.d	(1.993.694)	(2.281.329)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados		(757.850)	(454.773)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(131.640)	(92.518)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**382.841**	**1.011.548**
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.e	5.700	4.253.718
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		433.167	411.090
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(413.380)	(394.289)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(2.577)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.072	7.146
Compras de propiedades, planta y equipo		(421.319)	(779.941)
Compras de activos intangibles		(459.164)	(478.523)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(9.836)	(8.699)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		2.880	20.915
Cobros a entidades relacionadas		-	5.784
Dividendos recibidos		543	79
Intereses recibidos		62.308	40.698
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.908)	(7.529)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(800.937)**	**3.067.872**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por otras participaciones en el patrimonio		(565)	-
Total importes procedentes de préstamos	6.f	**1.219.805**	**766.680**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		558.541	308.466
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		661.264	458.214
Préstamos de entidades relacionadas	6.f	88.113	1.174.733
Reembolsos de préstamos	6.f	(1.128.435)	(1.268.475)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.f	(43.690)	(29.315)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.f	(264.623)	(1.235.073)
Dividendos pagados		(777.219)	(261.170)
Intereses pagados	6.f	(279.052)	(425.634)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.f	14.179	(894)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(1.171.487)**	**(1.279.148)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(1.589.583)**	**2.800.272**
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		82.079	(127.201)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(1.507.504)**	**2.673.071**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	3.082.296	1.666.529
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6.c	**1.574.792**	**4.339.600**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de junio de 2025

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 ... 17
2.4 Sociedades subsidiarias ... 18
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación ... 18
2.5 Entidades asociadas ... 19
2.6 Acuerdos conjuntos ... 20
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio ... 20
2.8 Moneda Funcional ... 22
2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera ... 22
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 ... 29
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 ... 31
f) Arrendamientos ... 33
f.1) Arrendatario ... 33
f.2) Arrendador ... 34
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 ... 39
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros ... 40
g.8) Contratos de garantías financieras ... 40
h) Medición del valor razonable ... 40
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación ... 41
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 ... 43
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 ... 45
q) Reconocimiento de ingresos y gastos ... 46
r) Ganancia (pérdida) por acción ... 48
s) Dividendos ... 48
t) Gastos de emisión y colocación de acciones ... 48
u) Estado de flujos de efectivo ... 49
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico ... 50
i. Marco regulatorio: ... 50
ii. Límites a la integración y concentración ... 66
iii. Mercado de clientes no regulados ... 67
5. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas ... 68
5.1 Operación de venta de subsidiaras operativas en Perú ... 69
5.2 Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A. ... 73
5.3 Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A. ... 73
5.4 Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE ... 74
5.5 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud ... 74
5.6 Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN ... 76
5.7 Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC). ... 76
6. Efectivo y equivalentes al efectivo ... 77
7. Otros activos financieros ... 80
8. Otros activos y pasivos no financieros ... 81
9. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar ... 83
10. Saldos y transacciones con partes relacionadas ... 85
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas ... 85
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas ... 85
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas ... 86
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: ... 87
d) Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas: ... 87
e) Transacciones significativas Enel Américas ... 87
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia ... 91
10.3 Personal clave de la gerencia ... 93
a) Remuneraciones y planes de incentivo al personal clave de la gerencia ... 94
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia ... 94
10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción ... 94
11. Inventarios ... 95

12. Activos y pasivos por impuestos 95
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación 96
13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 96
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía 98
15. Plusvalía 101
16. Propiedades, planta y equipo 104
17. Activos por derecho de uso 107
18. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos 108
a) Impuesto a las ganancias 108
b) Impuestos diferidos 108
19. Otros pasivos financieros 112
a) Préstamos que devengan intereses 112
b) Obligaciones con el Público No Garantizadas 115
c) Obligaciones con el Público Garantizadas 118
d) Otros aspectos. 119
e) Flujos futuros de deuda no descontados 120
20. Pasivos por arrendamientos 121
20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos 122
20.2 Flujos futuros de deuda no descontados 124
21. Política de gestión de riesgos 125
22. Instrumentos financieros 129
22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. 129
22.2 Instrumentos derivados 130
22.3 Jerarquías del valor razonable 132
23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes 133
24. Provisiones 134
25. Obligaciones por beneficios post empleo 135
25.1 Aspectos generales: 135
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 136
25.3 Otras revelaciones: 139
26. Patrimonio 141
26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 141
26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión 141
26.3 Gestión del capital 141
26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 142
26.5 Otras Reservas 142
26.6 Participaciones no controladoras 144
27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos 145
28. Materias primas y consumibles utilizados 145
29. Gastos por beneficios a los empleados 146
30. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9 146
31. Otros gastos por naturaleza 147
32. Otras ganancias (pérdidas) 147
33. Resultado financiero 148
34. Información por segmento 150
34.1 Criterios de segmentación 150
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 153
34.3 Países 156
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 159
35. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos 165
35.1 Garantías directas 165
35.2 Garantías Indirectas 166
35.3 Litigios y arbitrajes 167
35.4 Restricciones financieras 179
35.5 Otras informaciones 182
36. Dotación 185
37. Sanciones 186
38. Medio ambiente 188
39. Información financiera resumida de subsidiarias 189
40. Hechos posteriores 191
Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas 192
Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera 197
Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012 199
Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales 202
Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje 206
Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores 207

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.

La Compañía estuvo registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante "SEC") y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange ("NYSE") desde 1993 hasta 20 junio de 2022, fecha en la cual los American Depositary Shares emitidos por Enel Américas dejaron de transarse en dicha bolsa, como resultado de la solicitud de deslistamiento presentada por Sociedad ante la SEC el 10 de junio de 2022.

Con fecha 2 de noviembre de 2022, Enel Américas ingresó a la SEC el Form 15F, con el objetivo de desregistrarse voluntariamente de la sección Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el "Exchange Act"), y terminar, entre otras, con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F, se suspendió la obligación de la Compañía de divulgar la memoria anual en Form 20-F y hechos esenciales a través de Form 6-Ks. Finalmente, con fecha 31 de enero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío del Form 15F, y habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se hizo efectivo el desregistro de Enel Américas ante SEC.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 82,3%.

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 15.978 trabajadores al 30 de junio de 2025. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2025 fue de 15.756 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y 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 junio de 2025, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de julio de 2025, han sido preparados de acuerdo a 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 junio de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, 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 2025

Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025

Enmiendas a NIC 21 "Ausencia de Convertibilidad"

El 15 de agosto de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de responder a los comentarios y preocupaciones de las partes interesadas sobre la diversidad en la práctica a la hora de contabilizar la falta de convertibilidad entre monedas.

Estas modificaciones establecen criterios que le permitirán a las empresas aplicar un enfoque coherente al evaluar si una moneda es convertible en otra y, cuando no lo es, determinar el tipo de cambio a utilizar y la información a revelar. La enmienda establece que una moneda es convertible en otra cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo que permite un retraso administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo de cambio en el que una transacción de cambio crearía derechos u obligaciones exigibles.

Estas enmiendas entraron en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2025. Se permitía su aplicación anticipada.

La adopción de esta enmienda no generó efectos 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 2026 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 períodos 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
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 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 son aplicables de forma retroactiva para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

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 entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas mejoras en los estados financieros consolidados del Grupo.

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 entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas mejoras en los estados financieros consolidados del Grupo.

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 períodos 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 períodos 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.

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 intermedios (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).
- 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 intermedios, 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 período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos 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 presenten 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 intermedios, 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

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.
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.

2024

i. Con fecha 1 de enero de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Alagoinhas S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.

ii. Con fecha 9 de abril de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Maringá S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.

iii. Con fecha 9 de mayo de 2024, se perfeccionó la venta de las sociedades peruanas Enel Generación Perú S.A., Chinango S.A., SL Energy S.A.C., Energética Monzón S.A.C. y Compañía Energética Veracruz S.A.C., a la sociedad Niagara Energy S.A.C., controlada por el fondo de inversiones global Actis. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver Nota 5.1.

iv. Con fecha 24 de mayo de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Progreso Solar 20MW S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.

v. Con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver Nota 5.1.

vi. Con fecha 1 de agosto de 2024, se constituyó la sociedad Guayepo Solar III S.A.S ESP, participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP, cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de energías renovables.

vii. Con fecha 1 de agosto de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Jaguito Solar 10MW, S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.

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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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	Crédito Fácil Codensa S.A. (i)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	49,00%	49,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Colombia S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	40,00%	40,00%	-	40,00%	40,00%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Usme ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	20,00%	20,00%

(i) Con fecha 4 de febrero de 2025 se realizó la liquidación de la sociedad Crédito Fácil Codensa.

(ii) En febrero de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 20% de participación en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., que tiene como objeto principal la prestación de servicio público de transporte.

(iii) Con fecha 11 de abril de 2023, se constituyó la sociedad Enel X Way Colombia S.A.S. participada en un 40% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A.

(iv) Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas en abril de 2023, producto de la operación de venta de participación llevada a cabo por Enel Colombia S.A. ESP. Para más detalle ver Nota 5.4. Con fecha 28 de mayo de 2025, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. concretó la venta de estas asociadas (ver Nota 13).

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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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 26.2).

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 intermedios.

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 períodos reportados son:

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2024	117,76%
Desde enero a junio de 2024	79,77%
Desde enero a junio de 2025	15,10%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios 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 30.06.2025		al 31.12.2024		al 30.06.2024
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso Argentino	1.205,00	1.105,20	1.032,00	915,00	860,05
Real Brasileño	5,46	5,75	6,19	5,39	5,08
Peso Chileno	933,42	954,27	996,46	943,74	941,02
Peso Colombiano	4.069,67	4.193,16	4.409,15	4.074,65	3.923,66
Sol Peruano	3,55	3,68	3,77	3,75	3,75

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	5 – 33
Centrales Solares	5 – 32
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	63 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	1 mes
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	62 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	62 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	2 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Generadora de Occidente Ltda. (Generación)	Guatemala	2003	50 años	29 años
Tecnoguat S.A. (Generación)	Guatemala	2002	50 años	27 años
Generadora Montecristo S.A. (Generación)	Guatemala	2006	50 años	31 años
Renovables de Guatemala S.A. (Generación)	Guatemala	2012	50 años	37 años
Enel Fortuna S.A. (Generación)	Panamá	1998	50 años	24 años

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) venció el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé 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-Arroyito por un año adicional, esto es, hasta el 11 de agosto de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador.

(**) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tenía como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, los cuales, a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportaban energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permitía a Enel CIEN operar las líneas Garabi I y Garabi II hasta el 31 de julio de 2022. En diciembre de 2022, se llevó a cabo una nueva subasta por la concesión de las líneas, siendo ganadora de la misma la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. De acuerdo con lo anterior, con fecha 31 de marzo de 2023, Enel CIEN dejó de operar la concesión de Gabari I y Garabi II. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión, ver Nota 5.6.

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 junio de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, 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	1,5 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	3 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	23 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	3 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	6 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.

Con fecha 20 de junio de 2024 se publicó en Brasil el Decreto 12.068/2024, que presenta los lineamientos para la prórroga de las concesiones de distribución eléctrica que finalizan entre los años 2025 y 2031. El citado decreto definió los criterios marco para la prórroga del contrato, así como las directrices para el nuevo contrato de concesión. Posteriormente, con fecha 15 de octubre de 2024, ANEEL abrió la Consulta Pública N° 027/2024, con el objetivo de obtener sugerencias para el perfeccionamiento del proyecto de adenda del contrato de concesión de distribución eléctrica con miras a la extensión de las concesiones. La conclusión de la mencionada consulta y la consecuente aprobación del nuevo Contrato de Concesión fueron llevadas a cabo por ANEEL el 25 de febrero de 2025.

De acuerdo con la normativa vigente, tras la publicación del nuevo contrato de concesión de fecha el 25 de febrero de 2025, las distribuidoras contaban con un plazo de 30 días para presentar a ANEEL la solicitud formal de prórroga. En este sentido y de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 10 del Decreto n° 12.068/2024, Enel Américas formalizó el viernes 28 de marzo de 2025 las solicitudes para la anticipación de los efectos de la prórroga de las tres distribuidoras del Grupo en Brasil, reforzando su compromiso con la mejora continua de la calidad del servicio, la modernización de la infraestructura y la transición energética justa y sostenible en el país.

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 junio de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 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 2024 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2024	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	2,0%	
Brasil	Real brasileño	3,1%	3,4%
Perú	Sol Peruano	2,8%	
Colombia	Peso colombiano	3,5%	
Costa Rica	Dólar estadounidense	2,3%	
Guatemala	Dólar estadounidense	4,0%	4,6%
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 2024 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2024	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso Argentino	30,8%	
Brasil	Real brasileño	11,0%	24,7%
Perú	Sol Peruano	14,7%	
Colombia	Peso colombiano	12,2%	14,5%
Costa Rica	Dólar estadounidense	8,1%	10,7%
Guatemala	Dólar estadounidense	9,9%	10,7%
Panamá	Dólar estadounidense	9,7%	16,2%

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 2025, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2024 no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2025 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.

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

i. Marco regulatorio:

a) Argentina

El marco regulatorio eléctrico argentino está definido por Ley 24.065, que define una segmentación vertical para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La Ley 24.065 estableció las bases para la creación del Ente Regulador de la Electricidad ("ENRE"), la administración del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), la fijación de precios spot y determinación de tarifas de negocios regulados.

Pese a la Ley 24.065, sus reglamentaciones posteriores, las continuas crisis económicas por las que atraviesa en forma periódica Argentina han dado señales de intervención en el mercado eléctrico argentino.

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía y potencia al mercado, a un precio establecido por el regulador, al igual que sus formas de actualización y reajustabilidad.

La Resolución SE N° 09/2024 del 8 de febrero de 2024 actualizó la remuneración de los generadores. La norma ajustó los valores retributivos vigentes de la Resolución SE N° 869/2023 en un 74% a partir de febrero.

El sector de la transmisión es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesto por varias empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alta tensión, y ocho concesionarias operan y mantienen las instalaciones de media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes. Las empresas de transmisión están autorizadas para cobrar distintos peajes por sus servicios.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesta por empresas a las cuales el Estado argentino ha otorgado concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar electricidad a los clientes finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con la empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora. Las empresas distribuidoras tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al llamado "precio estacional", definido por la Secretaría de Energía argentina como el máximo costo de la electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados.

Las tarifas de cobro de electricidad son reguladas por el ENRE, en función del proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), las cuales determinan cuadros tarifarios, su duración y los ajustes que sean pertinentes en el tiempo.

Con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía –en representación del Estado Nacional– un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 - enero de 2017. Por un lado, Edesur se obligaba a lo siguiente: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentina; (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, en hasta 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registrara el costo propio de distribución; (iii) destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la RTI que

contribuyeran a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones con relación a la deuda por mutuos con CAMMESA. Por su parte, el Estado argentino compensó, a favor de Edesur, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el MEM efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución ENRE No 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado argentino condonó las sanciones con destino a la Administración Pública.

Con fecha 21 de septiembre de 2021, se publicó, en el B. O., la Resolución MECON No 590/21, en virtud de la cual se declara como lesivo al interés general el "Acuerdo de Regularización de Obligaciones" suscripto en mayo de 2019. La resolución mencionada ordenó la suspensión de los trámites administrativos relativos a la ejecución de las obligaciones asumidas bajo el Acuerdo y se instruyó a la Dirección de Asuntos Contenciosos de Energía a iniciar acciones tendientes a obtener la declaración judicial de nulidad del Acuerdo. La Dirección de la Sociedad considera que la resolución no atribuye incumplimiento del acuerdo a Edesur y, sin perjuicio de ella, el acuerdo se encuentra plenamente vigente en sus efectos, ya que fue válidamente firmado por las partes con facultades suficientes, encontrándose firme, consentido y en ejecución. El 27 de junio de 2022, el Ministerio de Economía, a través de sus áreas competentes, inició la demanda judicial mediante la que solicita la nulidad del acuerdo, así como una medida cautelar para que las distribuidoras se abstengan de efectuar cualquier acto que en él se sustente hasta el dictado de la sentencia definitiva. El 30 de octubre de 2024, la Sociedad solicitó, sin consentir hecho o derecho alguno, se decrete la caducidad de la instancia atento haber transcurrido los plazos establecidos en el Código Procesal Civil y Comercial de la Nación sin que la parte actora hubiera instado el procedimiento principal en tiempo oportuno. En diciembre de 2024, el Juzgado Contencioso Administrativo Federal No 8 admitió el planteo de caducidad. Dado que no fue apelada por la actora, la resolución quedó firme y el juicio, concluido.

Con fecha 28 de mayo de 2024, por medio del Decreto PEN 465/2024 se estableció una reestructuración en los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional (gas y electricidad), que se basa en el fin de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema de subsidios focalizados el cual asegura una transición hacia un esquema que permita trasladar los costos reales de la energía a los usuarios, promover la eficiencia energética y garantizar el acceso al consumo indispensable de energía para los usuarios vulnerables.

Con fecha 27 de diciembre el ENRE emitió su Resolución ENRE 1060/24 aprobando los Cuadros Tarifarios con vigencia a partir del 1° de enero de 2025. La cual incorpora un aumento del CPD o VAD del 4%, según la instrucción impartida por el Ministerio de Economía, manteniéndose los precios estabilizados de energía y potencia de la Resolución de SE 283/24. A partir de lo cual la nueva tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 108,526 $/kWh (+1,5 %).

El día 29 de enero de 2025, el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires informo que decidió eliminar el tope de la tarifa social a partir del 1 de febrero de 2025. Donde se instruye a ambas Distribuidoras a suspender la aplicación de dicho tope a partir de la facturación emitida desde el 1 de febrero de 2025.

Con fecha 6 de marzo de 2025 el ENRE emitió su Resolución ENRE 162/25 aprobando los Cuadros Tarifarios con vigencia a partir del 1° de marzo de 2025. El mismo incorpora un aumento del Precio Estacional Estabilizado del 2,5% (Res. SE 110/25) más la continuación de la quita escalonada de subsidios a los segmentos N2 y N3 (Decreto N° 465/24 y Resolución SE N° 36/2025) que equivale a aproximadamente 0,3%, según la instrucción recibida por el Ministerio de Economía. No existiendo en esta oportunidad aumento de VAD para esta distribuidora. De esta forma la resolución informa que la tarifa media aumenta en un +1,7% a partir del 1° de marzo respeto a la del mes de febrero de 2025. Adicionalmente la resolución establece el comienzo de la aplicación del nuevo régimen de

calidad aprobado por la Resolución ENRE 03/25. Indicándose que la remuneración media unitaria de la distribuidora (VAD) es de 39,310 $/kWh.

Con fecha 13 de marzo de 2025 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el DNU 186/25 el cual establece la regularización de las deudas con CAMMESA en los términos que se venía analizando y otorgar créditos a las distribuidoras cumplidoras sin deudas respectivamente, y delega en la Subsecretaría de Energía y la Secretaría de Energía la implementación.

- Regularización de deudas pendientes con CAMMESA y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) acumuladas hasta el 30 de noviembre de 2024. Se ofrece un plan de pagos de hasta 72 cuotas mensuales, con hasta 12 meses de gracia y una tasa de interés reducida. También se permite transformar deuda nominada en Megavatios-hora (MWh) a pesos. Las distribuidoras deben cumplir con el pago de facturación corriente y cualquier acuerdo previo para adherirse al régimen.
- Régimen especial de créditos para distribuidoras de energía eléctrica que no tengan deudas no regularizadas con CAMMESA al 31 de diciembre de 2023 y hayan cancelado todas las transacciones de 2024.

Con fecha 21 de abril de 2025 la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió su Disposición 1/25 la cual aprueba el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones del MEM para las deudas mantenidas con la CAMMESA y/o con el MEM, de las Distribuidoras de Energía Eléctrica ya sean por consumos de energía, potencia e intereses; y el Régimen Especial de Créditos para aquellas distribuidoras de energía eléctrica no hayan tenido deuda no regularizada con CAMMESA al 31 de diciembre de 2023 y hayan cancelado la totalidad de las transacciones de 2024.

b) Brasil

El regulador es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL"), que incluye entre otras responsabilidades el proceso de fiscalización de concesiones y autorización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, promulgación del marco regulatorio, y establecimiento de procesos de licitaciones bajo la directiva del Ministerio de Minas y Energía ("MME").

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico ("ONS") es la entidad responsable por la coordinación y control de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional ("SIN") de Brasil. La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica ("CCEE") opera el mercado de compras y ventas de energía eléctrica en Brasil mediante realización de la liquidación financiera del mercado, que incluye los contratos negociados en el mercado libre y regulado.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva por contratos de energía en el mercado regulado con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía o en el mercado libre, con comercializadoras o clientes libres por medio de contratos bilaterales. Las diferencias entre la producción y las ventas (demanda) se negocian en el mercado de corto plazo (CCEE) y son valorados al Precio de Liquidación por Diferencias ("PLD" en sus siglas en portugués).

Para los generadores hidroeléctricos, existe un mecanismo que busca reasignar el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía firme de la planta hidrológica y su producción real, que es definida por el ONS denominado Mecanismo de Reubicación de Electricidad ("MRE" en portugués).

El sector de transmisión opera en condiciones de monopolio público / privado con contratos de concesión subastados. La ANEEL fija los ingresos anuales de las empresas de transmisión para todas las empresas eléctricas con operaciones de transmisión en Brasil. Los ingresos por transmisión consideran una tarifa fija que no depende de la cantidad de electricidad que fluye por la red. La red de transmisión comprende cualquier activo de transmisión que opere por encima de 230 kV.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones de monopolio. Las empresas autorizadas a operar el servicio de distribución tienen una concesión para actuar en un área de concesión definida geográficamente. Los distribuidores concesionados, están obligados a comprar su energía a través del mercado regulado.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos y/o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes. Dicho mecanismo se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario para evitar ganancias o pérdidas tarifarias por costos de la Parcela A (costos no administrados por la distribuidora).

En función de los descalces entre los costos de energía reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado "Banderas Tarifarias" que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo (nivel 1 o 2), Amarillo y Verde, con aumentos en la tarifa entre R$ 0,1885/MWh y R$ 0,4463/MWh, dependiendo del nivel activado. En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasa a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico.

NORMAS VIGENTES:

El 7 de enero de 2022, se publicó la Ley 14.300/2022 que trata del Marco Legal de la Generación Distribuida (GD) en Brasil. La ley contiene cambios graduales en el sistema de compensación de energía (net metering) para nuevos sistemas de GD y garantiza la mantención de las reglas hasta 2045. En mayo de 2024 el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) publicó las directrices para la valoración de estos costes y beneficios y el próximo paso es que ANEEL indique la metodología de cálculo y sus revisiones.

Medida Provisional 1.300 – reforma del sector eléctrico brasileño

La Medida Provisional 1.300 para reformar el sector eléctrico brasileño fue publicada el 21 de mayo de 2025. La Medida Provisional (MP) es un instrumento con fuerza de ley, iniciativa exclusiva del Presidente de la República. Su principal característica es que entra en vigor inmediatamente después de su publicación en el Diario Oficial de la Unión (21 de mayo de 2025), pero pierde su eficacia si no se convierte en ley en un plazo máximo de 120 días (18 de septiembre de 2025). El Ministerio de Minas y Energía (MME) ha estructurado la reforma sobre la base de tres pilares fundamentales:

1. Justicia tarifaria: gratuidad de la factura energética para los consumidores con rentas bajas y creación de un nuevo descuento social.

2. Libertad de consumo: Apertura gradual del mercado libre para los consumidores de baja tensión, ampliando la posibilidad de elegir proveedor de energía.

3. Equilibrio para el sector: redistribución más justa de las tarifas y subvenciones entre todos los consumidores.

Algunos puntos relevantes de la Medida Provisional:

- Consumo mensual gratuito de hasta 80 kWh para los consumidores inscritos en el Programa Social del Gobierno Federal. Vigencia: 45 días después de la publicación del MP (5 de julio de 2025).
- Apertura del mercado para clientes de baja tensión (<2,3KV): a partir de agosto de 2026 - clientes industriales y comerciales y Diciembre de 2026 para clientes residenciales y otros.
- Mejor distribución de los costes y las cargas entre el mercado libre y el regulado
- Regulación del Proveedor de última instancia hasta febrero de 2026
- Posibilidad de aplicar varias modalidades tarifarias nuevas, tales como: tarifa horaria, prepago, multiparte, diferenciada para zonas de alta complejidad en pérdidas e impagos, etc.
- Limitaciones y restricciones al subsidio a la autoproducción de energía y al descuento en tarifas para los consumidores que compran energía de fuente incentivada.

Digitalización de Redes y Servicios de Distribución

El 23 de junio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Ordenanza N.° 111, que establece las directrices generales para impulsar la digitalización gradual de las redes y servicios de distribución eléctrica de baja tensión. Los esfuerzos de digitalización deben seguir las directrices de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, priorizando la evaluación e implementación de medidores inteligentes.

Según la ordenanza, los medidores inteligentes deben contar con ocho funcionalidades, entre ellas mecanismos para combatir pérdidas no técnicas y reducir los incumplimientos, un sistema de garantía de tiempo y calendario, registro de energía activa y reactiva, y de la demanda; historial de consumo de energía, en kWh, de los últimos 12 meses; y comunicación remota con el sistema de medición a través de una interfaz.

Las partes interesadas deben esforzarse por alcanzar los objetivos de digitalización en un plazo de diez años a partir de la fecha de entrada en vigor de la ordenanza.

1. Distribución

En marzo de 2025 se aprobó el Reajuste Tarifario de Enel Distribución Rio, en abril de 2025 el Reajuste Tarifario de Enel Distribución Ceará, y en julio de 2025 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 2025	-3,35%	+1,31%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2025	-2,84%	-1,89%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2024	+15,77%	+13,47%

Aviso de Intimación (TI) y Reporte de Fallos y Transgresiones (RFT) respecto del evento climático en Enel Sao Paulo

Como resultado del evento climático que afectó el área de concesión de ENEL São Paulo el 11 de octubre de 2024, y que registró vientos de aproximadamente 108 km/h, provocando la interrupción del suministro de 3,1 millones de consumidores, ANEEL y ARSESP iniciaron, presencialmente, el 12 de octubre, un proceso de inspección con el objetivo de analizar el desempeño de la distribuidora en el restablecimiento de energía y cumplimiento de su plan de contingencia. Al final del proceso de inspección, ANEEL emitió el 21 de octubre de 2024 un Aviso de Intimación (TI) e Informe de Fallos y Transgresiones (RFT), las cuales exigen a Enel pronunciarse respecto de las no conformidades destacadas por el equipo de inspección, además de la presentación de un Plan de Recuperación que tenga resultados efectivos en 90 días. La manifestación respecto al TI se realizó oportunamente el 5 de noviembre y el Plan de Recuperación el 20 de noviembre de 2024. El Plan fue completado con éxito por Enel Sao Paulo y ahora está a la espera de evaluación y conclusión por parte de ANEEL.

Agenda Regulatoria 2025-2026 de ANEEL

ANEEL ha aprobado la Agenda Regulatoria del bienio 2025-2026 con 28 actividades estratégicas. Entre los destaques de distribución, están las mejorías regulatorias para aumento da resiliencia das redes, modernización de la medición y las tarifas, revisión de la resolución que trata del criterio de Eficiencia Económico-Financiero, además de la conclusión de las revisiones relativas a pérdidas no técnicas, *bad debt*, base de remuneración y otros ingresos. Ya por la línea de generación y comercialización, destacase la mejoría del proceso de monitoreo del mercado y reglas de comercialización, la definición de los criterios operativos de *curtailment*, e inserción de sistemas de almacenamiento.

Publicación del nuevo contrato de concesión de las distribuidoras que serán prorrogadas

El 25 de febrero de 2025, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) aprobó la adenda que permite la prórroga por 30 años de los contratos de 19 distribuidoras, cuyas concesiones vencen entre 2025 y 2031. Todas las distribuidoras del país, incluidas las 3 empresas de ENEL (Enel Río, Enel Sao Paulo y Enel Ceará) presentaron la solicitud de prórroga anticipada. La ANEEL tendrá hasta el 28 de mayo para enviar recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía (MME) evaluando el cumplimiento de los indicadores técnicos y económico-financieros.

Enel Rio de Janeiro: El 22 de junio, la relatora del proceso, directora Ludimila Lima da Silva presentó su voto recomendando la prórroga de la concesión. Sin embargo, el director Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva pidió ver el caso.

Enel Ceará: La distribuidora presentó un plan de resultados al Ministerio de Minas y Energía (MME) para alcanzar los indicadores técnicos, y ahora está a la espera de la decisión sobre su aceptación. Paralelamente, el director de la ANEEL, Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva, fue seleccionado aleatoriamente para evaluar el proceso de Enel Ceará y posteriormente deliberarlo ante el consejo colegiado.

Enel Sao Paulo: a la espera del sorteo del director de ANEEL para evaluar los criterios de ampliación de la concesión.

Posteriormente, el Ministerio de Minas y Energía (MME) evaluará cada caso y solicitará la firma de los respectivos contratos. Posteriormente Finalmente, las empresas autorizadas tendrán 60 días para firmar nuevos contratos.

2. Generación

El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) aprobó el 10 de abril de 2024 las medidas enfocadas en soluciones técnicas para reducir los impactos del curtailment (en la generación de energía renovable), especialmente durante los períodos de mayor disponibilidad de recursos solares y vientos. La propuesta incluye estudios para flexibilizar la operación del sistema eléctrico, buscando un mejor aprovechamiento de la energía disponible y minimizar las pérdidas para los generadores.
ANEEL realizó la tercera fase de la consulta pública n° 45/2019 para definir los criterios operativos para la ejecución del recorte. La propuesta presenta criterios según la clasificación del recorte a realizar y propone un reparto ex post de la cantidad de energía recortada. Actualmente, la ANEEL está evaluando las contribuciones recibidas de los agentes para concluir esta tercera fase y publicar las directrices.

c) Colombia

En 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, así como los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, mientras que para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), que 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) encargada de vigilar y controlar a las empresas del sector; adicionalmente, la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

La actividad de generación está desarrollada por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre concurrencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP) además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación. Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas las que se encuentran debidamente aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021, en diciembre del mismo año a través de la Resolución CREG 215 se estableció la nueva tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica que está vigente a partir del año 2022 ascendente a 12,09%.

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales, Subastas de Contratación de Largo Plazo – SCLP y otros mecanismos de comercialización habilitados en el marco de la resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Además, para promover la expansión del sistema, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme ("OEF") del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), con disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCER (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

En enero de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó Resolución 101 036, que habilita la contratación directa de energía para proteger a los usuarios regulados de los altos precios en la bolsa de energía durante el Fenómeno de El Niño. Las cantidades máximas a contratar serán incluidas en el límite de compras propias de la Res. CREG 130 de 2019, el cual no se flexibiliza, y los precios resultantes de los contratos se podrán trasladar a la tarifa de los usuarios regulados, dentro de unos límites anuales.

En el mismo mes, y de manera concomitante con la norma antes mencionada, la CREG ha publicó la Resolución 101-034 de 2024, "Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN". Esta norma definitiva, que tiene carácter transitorio de 6 meses, tiene como fin el de facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

En abril de 2024 la CREG publicó en firme la Resolución 101-041 de 2024, mediante la cual estableció medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24. La medida definitiva establece: (i) no se ajustará el precio de oferta, si como resultado del predespacho ideal, la planta hidráulica con reserva disponible mayor a 20 días está presente en todos los períodos en los cuales declaró disponibilidad, (ii) en caso contrario, se ajustará su precio de oferta con el precio de la planta hidráulica despachada centralmente con menor precio de oferta, adicionado en 15 $/kWh.

El 22 de agosto de 2024 la Comisión emitió la Circular CREG 053 de 2024 con la metodología definitiva de cálculo de las metas de calidad media de servicio para los años 2024 y 2025. Para 2024 se mantiene la metodología de metas establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 tanto para el indicador de duración (SAIDI) como el de frecuencia (SAIFI). De otra parte, para el año 2025 se presentan las siguientes reglas:

- SAIDI: La meta se define como una mejora del 8% sobre el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.

- SAIFI: La meta se define como el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.

En enero de 2025 la CREG emitió la Resolución 501 110 de 2024 mediante la cual resuelve el recurso de reposición presentado por Enel Colombia a la Resolución CREG 501 143 de 2024, dando lugar a una aprobación del plan de inversiones presentado en el periodo 2023-2027 del 92%, mejorando el 77% inicialmente aprobado en la Resolución 501 143.

En el mes de mayo de 2025, desde el Ministerio del Interior se expide un decreto que, por sus características de tener fuerza de ley, no fue puesto en consulta pública, ni pasó por el congreso, se trata del Decreto 0488 del 2025, por el cual busca regular el funcionamiento de los territorios indígenas. Dentro de los aspectos más impactantes de este decreto, se tiene una figura denominada objeción cultural, con el cual las comunidades podrían objetar una iniciativa o actividad que un tercero vaya a desarrollar en su territorio, lo que se constituye en un poder de veto.

d) Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7.593 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada por en las leyes números 7.200 y 7.508.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía. En 2023 el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) decidió trasladar las funciones de planificación energética a la Secretaría de Planificación Sectorial para Ambiente y Energía (SEPLASA), quien es la encargada de formular y promover la planificación energética integral mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen un suministro de energía oportuno y de calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Dirección de Energía, también del MINAE se encarga de aspectos específicos relacionados con la gestión y regulación del sector energético.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. La Dirección de Operación del Sistema Eléctrico (DOCSE), como dependencia del ICE, es responsable de realizar el despacho de generación para satisfacer la demanda eléctrica nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas

municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.° 8345.

La Ley N.° 7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N.° 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.° 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.° 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra–venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE, ahora DOCSE.

Dado el esquema estatal del ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios en Costa Rica, no existen para los generadores públicos o privados de Costa Rica conceptos como el mercado spot o clientes libres.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la Unidad Estratégica de Negocios Producción Electricidad (UEN PE) del ICE.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir del 2013 se aplica una metodología para reconocer trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

Adicionalmente, la Ley 10086 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.

En marzo de 2023, el Instituto Costarricense de Electricidad – ICE, publicó el Plan de Expansión de la Generación 2020-2040. Para la producción de este documento, el ICE consideró el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones críticas o exportaciones de los países vecinos. El plan es formulado atendiendo los criterios que el país ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

e) Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el 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. El Mercado Mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

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

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

Los generadores podrán efectuar ventas directas a Comercializadoras o Grandes Usuarios, los que están definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, los cuales tendrán la posibilidad de ser clientes libres fijando las tarifas libremente entre las partes. La otra fuente de venta de energía es al mercado mayorista en cuyo caso se rigen por las normas del Administrador del Mercado Mayorista.

En el Mercado Mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala – El Salvador y la interconexión Guatemala – México, y actualmente con América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores de 34.5 kV. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

En marzo de 2023, La Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE publicó de manera definitiva la nueva Norma Técnica de Conexión a través de la Resolución CNEE 70 de 2023. La Norma contiene temas relacionados con derechos y obligaciones del transportista y del interesado, procedimientos de conexión, procedimientos para dirimir discrepancias, contenidos del contrato de conexión, y procedimientos de aceptación y fijación del peaje.

En el mes de septiembre de 2023, el Ministerio de Energía y Minas, mediante la Unidad de Planificación y Modernización presento el resultado estratégico de desarrollo de la red de energía para el periodo 2024 – 2029, el cual busca fortalecer el servicio de energía eléctrica para Guatemala. Se busca mantener un crecimiento significativo de acceso a la energía en los próximos seis años al 93.10%.

En enero de 2024 el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM) publicó el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2024-2054 y el Plan de Expansión del Sistema de Trasporte 2024-2054. Con ellos se busca alcanzar la meta del 99.99% por ciento de cobertura eléctrica para el año 2032. Igualmente contempla que el primer plan (Generación 24-54) a la próxima licitación de generación PEG 05-2024, dado que la misma se debe lanzar este año con el objetivo de adjudicar nuevas plantas de generación para el 2030, ya que ese año se vencen los contratos por más de 1.065 MW de las tres distribuidoras más importantes del país y se deben sustituir por nuevas plantas. El foco del plan de generación estará en los recursos renovables, dado el gran potencial hidroeléctrico aprovechable del país, pero también geotérmico, eólico y solar, así como un gran potencial de gas natural específicamente en Petén.

En mayo de 2024, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de Guatemala aprobó mediante Resolución CNEE-128-2024, la propuesta normativa remitida por el AMM para la instalación, operación y remuneración de sistemas de almacenamiento adjuntos a centrales solares y eólicas, denominada en la propuesta normativa como Generación Híbrida Autónoma (GHA). Contempla las modificaciones a 8 Normas de Coordinación Comercial (NCC 1, 2, 3, 5,8, 13, 14 y 15) y 4 Normas Coordinación Operativas (NCO 1, 2, 3 y 4).

f) Panamá

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización y Generación de energía eléctrica son reguladas. 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.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que 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. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

Los participantes productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño; i) ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND, ii) ventas por mercado de contratos y iii) ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100Kw.

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión, exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

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. Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

En diciembre de 2023, en el marco de la COP28 en Dubai se anunció que oficialmente Panamá se unió a la Alianza Mundial de Energía Eólica Marina (GOWA), la cual reúne a gobiernos, el sector privado y organizaciones internacionales para acelerar el despliegue global de tecnologías eólicas marinas. El objetivo del Gobierno de Panamá, a través de la Secretaría Nacional de Energía, es impulsar la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional, donde una de las metas es fomentar que el aporte de generación de renovables no convencionales, provenientes de centrales de generación conectadas al SIN y de generación distribuida (incluyendo prosumidores), sea superior al 20% del consumo de energía al 2030.

En abril 2024, La Secretaría Nacional de Energía publicó La Resolución MIPRE-2024-0014471, por la cual se adopta la Hoja de Ruta para la Digitalización del sector eléctrico de Panamá se ha desarrollado siguiendo los lineamientos de la Agenda de Transición Energética y se enfoca en la capacidad de tratamiento y análisis de datos que constituye un eje central en el nuevo modelo del sector eléctrico, proponiendo acciones que incluyen la implementación de sistemas digitales para monitorear y controlar la calidad de servicio eléctrico, aumentando la autonomía y capacidad de recuperación de las redes mediante equipos inteligentes, en colaboración con desarrolladores de tecnología y entidades reguladoras.

En el mes de febrero de 2025, la Resolución AN No. 19990-ELEC, emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), que modifica artículos del "Reglamento de Transmisión". En la cual se ajusta la proporcionalidad del Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión (CUSPTE) y de Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) asignado a la Generación y Demanda, el cual será cubierto 45% por la Generación y 55% por la Demanda (actualmente la proporción de Generación 30% y Demanda 70%). Para el periodo julio 2025 - junio 2029 estos cargos tendrán una proporcionalidad de 50% por la Generación y 50% por la Demanda, para el periodo julio 2029 - junio 2033.

g) Mercado Eléctrico Regional (MER), aplicable a las Sociedades de Centroamérica

El concepto de Mercado Eléctrico Centroamericano implica dos componentes: la creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirve de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, para permitir el funcionamiento físico del MER.

La regulación del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional ("RMER") y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE"). Estos instrumentos definen los principios de funcionamiento del MER, tales como: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional ("CDMER"), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

La regulación ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

. Las transacciones comerciales de electricidad pueden ser de oportunidad producto del despacho económico regional y por contratos entre los agentes del mercado.

a. Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.

b. Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que reconoce como agente al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización y libre acceso a las redes de transmisión regional.

c. El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la Red de Transmisión Regional (RTR) que incluye las redes nacionales.

d. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF). Los Contratos Firmes requieren indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos. El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

Aunque no se obtengan derechos firmes, se realizan pueden realizar transacciones por contrato no firme físico flexible (CNFFF) sujetos a los Costos Variables de Transmisión producto de la congestión en la red.

Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales del contrato.

Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada período de Mercado (el período de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada período horario.

Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central ("SIEPAC"): El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW. El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red ("EPR"), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

h) Perú

Las principales leyes que regulan el mercado eléctrico peruano son la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), su reglamento y la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

La Ley de Concesiones Eléctricas indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no puede ser desarrollada por la misma empresa. Excluyendo de esta prohibición los actos de concentración vertical que no afecten la competencia ni restrinjan la libre concurrencia en el mercado. El sistema eléctrico peruano está compuesto por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

La operación de las empresas de generación se sujeta a las disposiciones y políticas del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad, confiabilidad y continuidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

La operación de las empresas de generación eléctrica en el Perú se encuentra regulada principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N.° 25844), la Ley N.° 28832, y modificación reciente la Ley N.° 32249, y por las disposiciones técnicas y operativas emitidas por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). Estas normativas tienen como objetivo coordinar la operación integrada del sistema eléctrico al mínimo costo, garantizando la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro, así como el uso eficiente de los recursos energéticos disponibles.

La venta de energía por parte de los generadores a empresas distribuidoras que atienden a usuarios regulados se realiza bajo dos mecanismos principales:

1. Licitaciones públicas de largo plazo, convocadas por las distribuidoras y supervisadas por OSINERGMIN, que permiten asegurar precios firmes y previsibles, promoviendo nuevas inversiones en capacidad de generación. A partir de la Ley N.° 32249 (julio 2025), estas licitaciones pueden realizarse de manera

segmentada por bloques horarios (base, intermedio, punta), permitiendo una asignación más eficiente de los recursos y facilitando la participación de tecnologías renovables.

2. Contratos bilaterales, suscritos directamente entre generadores y distribuidoras, bajo un precio máximo regulado por OSINERGMIN conocido como Tarifa en Barra. Este mecanismo aplica cuando no se ha cubierto la demanda proyectada mediante licitaciones o en condiciones especiales determinadas por el regulador.

Por otro lado, en el mercado libre, los generadores pueden contratar directamente con usuarios libres —clientes con demandas mayores a 200 kW, aunque este umbral será progresivamente reducido según lo establecido por la política energética actual—, pactando libremente los precios y condiciones de suministro. Esta modalidad fomenta la competencia y flexibilidad comercial, permitiendo adecuar los contratos a perfiles de consumo y requerimientos específicos de los clientes.

Estos cambios regulatorios recientes buscan modernizar el marco de contratación en el sector eléctrico, mejorar la eficiencia del mercado y facilitar la transición energética del país.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos que transportan la electricidad desde las centrales de generación hasta los centros de consumo o distribución, regulado principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y la Ley N° 28832. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje superior a 60 kV. La planificación está a cargo del COES, y la supervisión y regulación de tarifas por OSINERGMIN.

La actividad de distribución de energía eléctrica está sujeta a regulación de la tarifa para los clientes finales (regulados). Las empresas requieren de una concesión otorgada por el Estado para operar dentro de un área geográfica.

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de Empresa Modelo, de manera que en cada proceso tarifario se establecen los costos de inversión y de operación y mantenimiento necesarios para atender la demanda en la zona de concesión, los que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el OSINERGMIN. El VAD se determina de manera individual para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

El último proceso tarifario corresponde a los períodos 2022-2026 y 2023-2027 en los cuales OSINERGMIN , siendo quefijó los nuevos valores del VAD, dividiendo en dos grupos a las distribuidoras. Dichos valores se encuentran vigentes desde el 1 de noviembre del 2022 (grupo 1) y 1 de noviembre del 2023 respectivamente (grupo 2).

Contratos de venta de gas natural y líquidos: Al 31 de diciembre de 2024, se han suscrito la Primera y Segunda Adenda al Contrato de Suministro de Componentes Pesados de Gas Natural Asociado, relativo al suministro de componentes pesados de gas natural asociado y participación en los ingresos por la venta de los líquidos de gas natural que se producen en la planta de procesamiento de gas de UNNA Energía S.A. Mediante la suscripción de las adendas, ambas partes acordaron prorrogar la vigencia del Contrato: del 20 de mayo de 2024 al 19 de noviembre de 2024 (Primera Adenda), y del 20 de noviembre de 2024 hasta el 19 de mayo de 2025 (Segunda Adenda).

ii. Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado. Salvo el caso de Costa Rica donde las actividades de generación, transmisión y distribución están concentradas en empresas estatales, con un espacio de participación a la empresa privada en el sector de generación supeditada a restricciones, como por ejemplo no superar el 15% de la capacidad total de generación, y mantener un 35% de su propiedad en capitales costarricenses.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria.

No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión. En el caso de Centroamérica, a la fuerte concentración estatal de Costa Rica, se suma Panamá en donde la actividad de transmisión está concentrada en solo una Compañía que es de propiedad del Estado.

En cuanto a la concentración en un sector específico, Argentina se establecen límites específicos a la integración vertical. En Perú, y de acuerdo con la ley vigente, las operaciones de concentración están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia pueden desarrollar actividades de generación, distribución y comercialización de energía de manera integrada. Finalmente, en el caso de Brasil, en el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización previa del regulador (ANEEL).

iii. Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	Consumidores Grupo A sin límite mínimo de demanda (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	No Aplicable (2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW (3)

(1):Desde Enero/2024 todos los consumidores del grupo A (conectados a niveles de tensión > 2,3kW), sin demanda mínima, pueden acceder al mercado libre de energía eléctrica.
(2): En Costa Rica existe un único comprador de electricidad que es el ICE, por lo cual no existe el concepto de cliente libre.
(3): Se estableció en el D.S. 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW son clientes libres obligatoriamente.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS		al 01.01.2024	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2024	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Otros movimientos	al 30.06.2025
Activos corrientes									
Efectivo y equivalentes al efectivo		166.345	(3.465)	(122.883)	(33.786)	6.211	(8.371)	2.160	-
Otros activos financieros corrientes		1.013	(596)	(380)	(37)	-	-	-	-
Otros activos no financieros corriente		40.641	(218)	(23.969)	(13.454)	3.000	(5.456)	2.456	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		233.354	-	(271.765)	44.885	6.474	(5.986)	(488)	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente		8.935	-	(28.423)	19.488	-	-	-	-
Inventarios		101.727	-	(98.320)	12.389	15.796	(16.862)	3.460	2.394
Activos por impuestos corrientes		42.189	-	(71.709)	37.817	8.297	(13.399)	5.102	-
Activos corrientes totales	*[Subtotal]*	**594.204**	**(4.279)**	**(617.449)**	**67.302**	**39.778**	**(50.074)**	**12.690**	**2.394**
Activos no corrientes									
Otros activos financieros no corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes		38.199	(36)	(32.800)	1.172	6.535	(5.930)	(605)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	3	101	104	(110)	6	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente		2.562	-	(41.465)	38.903	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	-	(83.892)	83.892	-	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía		107.401	(11)	(100.828)	(3.436)	3.126	(486)	(212)	2.428
Plusvalía		258.192	-	(258.192)	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo		3.032.216	(701)	(2.899.126)	(23.314)	109.075	(56.555)	(6.470)	46.050
Activos por derecho de uso		168.426	-	(74.054)	(6.994)	87.378	(85.500)	(1.878)	-
Activos por impuestos diferidos		18.862	(4.257)	(14.698)	93	-	-	-	-
Activos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**3.625.858**	**(5.005)**	**(3.505.052)**	**90.417**	**206.218**	**(148.581)**	**(9.159)**	**48.478**
TOTAL ACTIVOS		**4.220.062**	**(9.284)**	**(4.122.501)**	**157.719**	**245.996**	**(198.655)**	**3.531**	**50.872**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS		al 01.01.2024	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2024	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Otros movimientos	al 30.06.2025
Pasivos corrientes									
Otros pasivos financieros corrientes		463.735	-	(540.728)	142.704	65.711	(67.640)	1.929	-
Pasivos por arrendamientos corrientes		10.547	-	(10.525)	453	475	(764)	289	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		335.939	(100)	(267.457)	(59.408)	8.974	(7.164)	(1.810)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		57.856	(5)	(14.370)	(42.483)	998	(718)	(280)	-
Otras provisiones corrientes		10.222	-	(11.596)	1.374	-	-	-	-
Pasivos por impuestos corrientes		62.258	-	(77.390)	20.742	5.610	(10.754)	5.144	-
Otros pasivos no financieros corrientes		62.593	(41)	(60.397)	(1.343)	812	(3.399)	2.587	-
Pasivos corrientes totales	*[Subtotal]*	**1.003.150**	**(146)**	**(982.463)**	**62.039**	**82.580**	**(90.439)**	**7.859**	**-**
Pasivos no corrientes									
Otros pasivos financieros no corrientes		552.296	-	(487.154)	(65.142)	-	-	-	-
Pasivos por arrendamientos no corrientes		14.751	-	(13.942)	(809)	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar no corrientes		1.079	-	(1.055)	(24)	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes		30.710	-	(29.794)	820	1.736	-	(1.736)	-
Pasivo por impuestos diferidos		317.481	(201)	(296.589)	8.429	29.120	(29.120)	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		5.069	-	(4.928)	(141)	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.334	-	(17.798)	(536)	-	-	-	-
Pasivos no corrientes totales	*[Subtotal]*	**939.720**	**(201)**	**(851.260)**	**(57.403)**	**30.856**	**(29.120)**	**(1.736)**	**-**
TOTAL PASIVOS		**1.942.870**	**(347)**	**(1.833.723)**	**4.636**	**113.436**	**(119.559)**	**6.123**	**-**
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS		**2.277.192**	**(8.937)**	**(2.288.778)**	**153.083**	**132.560**	**(79.096)**	**(2.592)**	**50.872**

5.1 Operación de venta de subsidiaras operativas en Perú

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Antecedentes específicos

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

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

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

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

Con fecha 9 de mayo de 2024, (i) se perfeccionó la OPA y se adjudicaron las acciones emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. a la sociedad Niagara Energy S.A.C, y (ii) se transfirieron a Niagara Energy S.A.C. las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. El precio que Enel Perú recibió por la Compraventa ascendió MUS$ 1.287.889, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS$ 302.030.

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

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

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

Con fecha 21 de mayo de 2024 se cumplieron todas las condiciones suspensivas regulatorias a las cuales había quedado sometida la Compraventa, por lo que con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. El precio que Enel Perú recibió por la Compraventa ascendió MUS$ 3.088.714, generando un efecto neto de utilidad en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS$ 1.410.329.

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" (NIIF 5) y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), durante el ejercicio 2023 la Compañía ya había reclasificado los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta y definido las operaciones en Perú como discontinuadas. Esto último implica que los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan, en términos comparativos, como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas, como ganancias procedentes de operaciones discontinuadas.

iii) Proceso de venta de Enel Generación Piura S.A.

Durante el segundo trimestre de 2025, considerando nuevas circunstancias vinculadas al proceso de venta de Enel Generación Perú, la Compañía concluyó que dejaban de cumplirse las condiciones establecidas en la NIIF 5 para clasificar los activos y pasivos de dicha subsidiaria como disponibles para la venta.

Como consecuencia de lo anterior, el estado de situación financiera consolidado de Enel Américas al 30 de junio de 2025 incluye, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los activos no corrientes de Enel Generación Piura han sido valorados a su importe en libros antes de que fueran clasificados como mantenidos para la venta, ajustado por cualquier depreciación o amortización que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta. Esta medición implicó realizar un ajuste a los resultados acumulados de Enel Américas por un importe de MUS$ 9.839.

Por otra parte, los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 30 de junio y 31 de marzo de 2025 también incluyen, línea por línea, los correspondientes importes provenientes de Enel Generación Piura. Los resultados de dicha subsidiaria, correspondientes a los periodos finalizados al 30 de junio y 31 de marzo de 2024, forman parte de los resultados consolidados de operaciones discontinuadas de Enel Américas a dichas fechas.

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

iv) Proceso de liquidación de Enel X Way Perú.

Enel X Way Perú, sociedad en la cual Enel Américas participa en un 20%, está en proceso de liquidación. Al 30 de junio de 2025, el patrimonio neto de Enel X Way Perú asciende MUS$ 2.092. (ver más información en nota 13).

Información de las operaciones discontinuadas

a) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales al 30 de junio de 2025 y 2024, asociadas a los activos y pasivos relacionados con las subsidiarias operativas en Perú, son las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Diferencias de cambio por conversión	-	(3.211)
Coberturas de flujo de efectivo	-	(592)
Total	**-**	**(3.803)**

b) Ingresos y gastos

Durante el ejercicio 2024, todos los ingresos y gastos correspondientes de las subsidiarias operativas en Perú, mencionadas anteriormente, fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidados.

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de la Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones discontinuadas al 30 de junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS	2025	2024
Ingresos	-	682.158
Costos	-	(412.022)
Resultado de Explotación	**-**	**270.136**
Ingresos / (Costos) financieros	-	(21.109)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	**-**	**249.027**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	-	(76.857)
Ganancia (pérdida) despues de impuestos, operaciones discontinuadas	**-**	**172.170**
Ganancia en venta de operaciones discontinuadas, antes de impuestos	-	2.469.906
Gasto por impuestos a la ganancia en venta de operaciones discontinuadas	-	(639.750)
Ganancia en venta, despues de impuestos de operaciones discontinuadas	**-**	**1.830.156**
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**-**	**2.002.326**
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	-	1.962.981
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	-	39.345
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**-**	**2.002.326**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	2025	2024
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	-	(53.400)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	-	(1.920)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	-	930
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	**-**	**(54.390)**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	-	908
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	**-**	**908**
Total Otro resultado integral	**-**	**(53.482)**

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución en Perú como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 34 Información por segmento.

c) Flujos de efectivo

A continuación, se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las operaciones discontinuadas durante los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDO	2025	2024
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	57.910
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(256.753)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	46.659
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**-**	**(152.184)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(6.093)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**-**	**(158.277)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	-	162.876
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**-**	**4.599**

5.2 Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.

Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar un proceso de venta del mismo.

Por lo anterior, al cierre del ejercicio 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico Windpeshi como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. (ver nota 16.c).iv).

Al 31 de diciembre de 2024, luego de análisis internos efectuados al proyecto, Enel Colombia registró una pérdida adicional por deterioro de activos por MCOP200.775.885, equivalentes a MUS$ 49.274 en dicha fecha.

Durante el primer semestre de 2025, considerando el avance del proceso venta del proyecto, la Compañía actualizó su estimación del valor recuperable y, derivado de este análisis, determinó que procedía revertir parcialmente la perdida por deterioro registrada previamente, generando una utilidad de MCOP 25.697.629 (equivalentes a MUS$ 6.129) al cierre del semestre (ver Nota 40.i).

5.3 Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.

Con fecha 6 de septiembre de 2023 nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. en conjunto con Enel Guatemala, S.A. y Generadora Montecristo S.A., subsidiarias de Enel Colombia ubicadas en Guatemala, suscribieron con el Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P, el contrato de compraventa para la enajenación del 100% de la participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. ("Transnova").

Esta compañía se ubica en Guatemala y se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país. Fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica Palo Viejo (operada por la subsidiaria Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. La sociedad cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Transmisora de Energía Renovable S.A. como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

Con fecha 19 de octubre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. y sus subsidiarias ubicadas en Guatemala finalizaron la venta del 100% de su participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. al Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. El precio de venta fue de MCOP 148.794.000 correspondientes a MUS$ 33.518, generando una utilidad de MUS$ 3.169.

5.4 Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE

Las subsidiarias colombianas Usme ZE y Fontibón ZE fueron constituidas con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión de la explotación de la prestación del servicio público de transporte terrestre de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público – SITP en su componente zonal para la unidad funcional adjudicada, cuyo contrato de concesión con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio-Transmilenio S.A. (en adelante TMSA), fue firmado el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE, cuyo objeto principal es realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. Los accionistas de esta entidad eran Enel Colombia S.A. E.S.P y Colombia ZE. A su vez, Colombia ZE fue constituida con un único accionista denominado Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a la compañía AMPCI EBUS DEVELOPMENTS LLC ("AMP") el cumplimiento de las condiciones para la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE y sobre las cuales "AMP" pagó el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer semestre del año 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS$12.929 al 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 21 de abril de 2023, la filial colombiana de la Compañía, Enel Colombia S.A. E.S.P., finalizó la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE a AMPCI EBUS Developments LLC. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 7.149 y generó una utilidad de US$ 2 millones, de los cuales US$ 0,4 millones corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Colombia ZE en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas a partir de abril de 2023, luego de la operación de venta del 80% de participación mencionada en el párrafo anterior.

5.5 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud

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

Enel Generación Costanera está ubicada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851MW y 297MW netos, totalizando una capacidad instalada neta de 2.210MW.

Central Dock Sud está ubicada en el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires y posee una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 847MW; tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor; dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado.

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

Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS$165.585 para el caso de Enel Generación Costanera y de MUS$ 149.603 para el caso de Inversora Dock Sud.

Posteriormente, con fecha 17 de febrero de 2023, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética Central Puerto S.A. del 75,7% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Enel Generación Costanera. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 48.301, generando una pérdida en la venta por MUS$ 87.409, pérdida que fue registrada durante primer trimestre de 2023 y que se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Enel Generación Costanera en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

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

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

Con fecha 14 de abril de 2023, habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfeccionó la venta de la participación que el Grupo ostentaba en Central Dock Sud. El valor de la enajenación ascendió a MUS$ 52.352 y generó una pérdida de MUS$ 193.340, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Central Dock Sud en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

5.6 Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN

En diciembre de 2022, la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) fue nombrada ganadora del lote 5 ofrecido en la Subasta de Transmisión efectuada por ANEEL, lo que implicó que esa compañía se adjudicara la concesión del servicio público de transmisión de las líneas Garabi I y Garabi II.

De acuerdo con los términos establecidos en el contrato de concesión, la responsabilidad por los bienes y servicios prestados es exigible al ganador de la subasta a partir de la firma del contrato de concesión, junto con todas las obligaciones y cargos por la prestación del servicio público de transmisión. Teniendo en cuenta que la firma del contrato estaba prevista para el día 31 de marzo de 2023, hasta esa fecha Enel CIEN fue responsable de la ejecución del contrato de concesión.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al 31 de diciembre de 2022, la compañía reclasificó los activos de Enel CIEN relacionados con la concesión como mantenidos para la venta.

La firma del contrato se llevó a cabo durante el primer trimestre del 2023, procediéndose a la baja de los activos vinculados a la concesión de las líneas de transmisión. Durante el primer trimestre del 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS$ 176.942) y obtuvo una ganancia de MUS$ 106.975. El valor contable de los activos de Enel CIEN vinculados a la concesión ascendía a MUS$ 65.074 al 31 de diciembre de 2022.

5.7 Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC).

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

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

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

Cabe señalar que previamente, en diciembre de 2022 el valor en libros de Propiedades, planta y equipo excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MCOP 283.266.920 (equivalentes a MUS$66.686 al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022) y en julio de 2023 se procedió a revertir parcialmente el deterioro registrado en diciembre 2022 por MUS$ 32.821

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

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Efectivo en caja	2.095	105
Saldos en bancos	469.679	651.220
Depósitos a corto plazo	374.751	2.397.938
Otros instrumentos de renta fija	728.267	26.822
Total	**1.574.792**	**3.076.085**

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 30.06.2025	al 31.12.2024
Peso chileno	1.579	1.132
Peso argentino	16.277	12.360
Peso colombiano	242.456	201.930
Real brasileño	417.129	635.865
Sol peruano	10.092	564.284
Dólar estadounidense	887.239	1.660.488
Euro	20	26
Total	**1.574.792**	**3.076.085**

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

c) Detalle de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en Estado de Situación Financiera, y el Estado de Flujo de Efectivo al 30 de junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	2025	2024
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	1.574.792	4.335.001
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	-	4.599
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**1.574.792**	**4.339.600**

(*) Ver Nota 5.

d) 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 junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	2025	2024
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) **(1)**	(1.000.879)	(1.087.226)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Crédito Fácil Codensa **(2)**	(282.348)	(337.697)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) **(3)**	(385.800)	(473.769)
Otros pagos varios de actividades de operación **(4)**	(324.667)	(382.637)
Total otros pagos por actividades de operación	**(1.993.694)**	**(2.281.329)**

(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$765.203 y MUS$886.065, por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, 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$218.210 y MUS$168.962 por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$2.375 y MUS$21.473, por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó unos 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.

e) La siguiente tabla presenta el detalle de "Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios" en el Estado de Flujos de Efectivo al 30 de junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Efectivo recibido por la venta de Compañías peruanas (ver nota 5.1)	-	4.376.603
Efectivo y equivalentes al efectivo de Compañías peruanas que salieron del Grupo (ver nota 5.1)	-	(122.885)
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE (ver nota 13)	5.700	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	**5.700**	**4.253.718**

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024:

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	749.377	558.541	-	15.633	1.323.551
	Utilizados	(1.371.180)	(23.332)	(43.690)	-	(1.438.202)
	Intereses Pagados	(275.885)	-	(3.167)	-	(279.052)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(897.688)**	**535.209**	**(46.857)**	**15.633**	**(393.703)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	14.394	5.556	-	(7.590)	12.360
	Diferencias de cambio	153.997	307.415	28.446	40.079	529.937
	Costos financieros (1)	284.032	1.972	14.369	(4.102)	296.271
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	115.822	-	115.822
	Otros cambios	592.885	(538.283)	7.281	4.174	66.057
	Saldo final al 30.06.2025	**1.370.582**	**4.538.509**	**333.917**	**(198.878)**	**6.044.130**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 10.1. b)	110.168	21.000	-	-	131.168
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 19.a)	1.221.382	4.513.927	-	-	5.735.309
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 22.2.a)	39.032	3.582	-	(198.878)	(156.264)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 20)	-	-	333.917	-	333.917
	Saldo final al 30.06.2025	**1.370.582**	**4.538.509**	**333.917**	**(198.878)**	**6.044.130**

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 01.01.2024	**3.021.501**	**5.344.002**	**196.006**	**(186.700)**	**8.374.809**
Flujos de efectivo de financiamiento	Provenientes	1.147.947	793.466	-	11.264	1.952.677
	Utilizados	(2.209.915)	(309.200)	(25.906)	-	(2.545.021)
	Intereses Pagados	(370.885)	(54.749)	-	-	(425.634)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	**(1.432.853)**	**429.517**	**(25.906)**	**11.264**	**(1.017.978)**
Cambios que no representan flujos de efectivo	Cambios en valor razonable	(50.411)	(9.614)	(3.670)	2.907	(60.788)
	Diferencias de cambio	(167.773)	(355.499)	(20.546)	(8.312)	(552.130)
	Costos financieros (1)	357.981	12.856	12.386	(29.551)	353.672
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	30.088	-	30.088
	Otros cambios	650.809	(719.153)	(1.850)	(240)	(70.434)
	Saldo final al 30.06.2024	**2.379.254**	**4.702.109**	**186.508**	**(210.632)**	**7.057.239**
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.325.894	224.526	-	-	1.550.420
	Préstamos que devengan intereses	966.273	4.472.225	-	-	5.438.498
	Cobertura de flujos deuda	87.087	5.358	-	(210.632)	(118.187)
	Pasivos por arrendamientos	-	-	186.508	-	186.508
	Saldo final al 30.06.2024	**2.379.254**	**4.702.109**	**186.508**	**(210.632)**	**7.057.239**

(1) Corresponde al devengo de intereses.

7. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	140.066	176.795	3	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	10.474	4.836	47.118	46.167
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	4.985.665	4.070.016
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	15.987	11.576
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	14.496	12.385	309.839	270.905
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	56.676	66.709	142.250	190.478
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	5.012	4.243	-	-
Total	**226.724**	**264.968**	**5.500.862**	**4.589.145**

(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 facilmente 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 junio de 2025 son MUS$ 1.627.716 (MUS$ 1.351.415 al 31 de diciembre de 2024), MUS$ 1.472.572 (MUS$ 1.170.025 al 31 de diciembre de 2024), MUS$ 1.848.043 (MUS$ 1.508.884 al 31 de diciembre de 2024) y MUS$ 37.334 (MUS$ 39.692 al 31 de diciembre de 2024), 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.

(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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	76.681	37.619	128.875	117.001
Servicios en curso prestados por terceros	13.929	4.573	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	51.889	43.672	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	259.536	209.335
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	597.789	499.813
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (2)	155.960	154.612	808.500	742.174
Gastos pagados por anticipado	37.466	29.378	-	-
Otros	178.529	147.293	84.773	68.989
Total	**514.454**	**417.147**	**1.879.473**	**1.637.312**

(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.

(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$491.853 y MUS$472.607, respectivamente, al 30 de junio de 2025 (MUS$441.695, y MUS$434.377, respectivamente, al 31 de diciembre de 2024). Por su parte, Enel Distribución Ceará S.A. ha compensado totalmente el crédito al 30 de junio de 2025 (MUS$20.714 al 31 de diciembre de 2024).

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 aunque la

forma definitiva de devolución aún no ha sido reglamentada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), los procesos tarifarios 2022 y 2023 ya contemplan 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 23 y 35.3.b.46).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	203.549	172.386	27.268	27.365
Otros	18.587	16.059	3.097	3.733
Total	**222.136**	**188.445**	**30.365**	**31.098**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**4.186.494**	**3.618.366**	**428.939**	**243.926**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.852.570	3.352.951	56.318	102.105
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	8.424	5.145	59.687	51.294
Otras cuentas por cobrar, bruto	325.500	260.270	312.934	90.527

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**3.047.482**	**2.675.966**	**394.643**	**216.447**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.720.637	2.416.085	54.709	100.775
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	3.956	2.787	31.602	28.237
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	322.889	257.094	308.332	87.435

(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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Anticipos a proveedores	57.699	48.489	-	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	137.672	102.231	-	-
Activos Sectoriales - No Corriente (*)	-	-	240.452	9.186
Cuentas por cobrar al personal	12.651	6.541	12.953	11.285
Cuentas proyecto VOSA (ii)	29.286	28.660	53.005	66.964
Cuentas por cobrar mecanismo de subsidios y contribuciones	17.676	-	-	-
Otras	67.905	71.173	1.922	-
Total	**322.889**	**257.094**	**308.332**	**87.435**

(i) Cuentas por cobrar a consumidores de bajos ingresos a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de un subsidio estatal.

(ii) Cuentas por cobrar de Enel Generación Chocón S.A. al proyecto VOSA.

(*) 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.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

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

b) Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025	al 31.12.2024
Con antigüedad menor de tres meses	338.222	319.610
Con antigüedad entre tres y seis meses	105.134	91.376
Con antigüedad entre seis y doce meses	109.837	63.214
Con antigüedad mayor a doce meses	332.831	290.869
Total	**886.024**	**765.069**

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 2024	**1.118.956**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	288.724
Montos castigados	(168.883)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(268.918)
31 de diciembre de 2024	**969.879**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	171.472
Montos castigados	(84.381)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	116.338
30 de junio de 2025	**1.173.308**

(*) Las perdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ascendieron a MUS$ 171.472 al 30 de junio de 2025, lo que representa un aumento de un 25,8% respecto a la pérdida de MUS$ 136.288 registrada al 30 de junio de 2024 (ver nota 30.b). Este aumento por un monto de MUS$ 35.184, se explica principalmente por un alza en el negocio de distribución de Argentina y Brasil por MUS$ 27.353, en el segmento de clientes residenciales, como consecuencia del proceso de actualización de tarifas y el correspondiente aumento en el valor monetario de la pérdida crediticia esperada en Edesur y por efecto de actualización monetaria y menor beneficio fiscal a clientes, en Brasil.

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 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil y Colombia. 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	439	117	2	3
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	1	1	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	3.751	3.258	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	416	381	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	147	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	930	818	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	49	-	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	159	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	5	8	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	121	99	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	23	25	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	426	668	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	50	46	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	77	121	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	193	330	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	139	123	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	81	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	54	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	58	51	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	7	6	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	493	436	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	1.765	1.727	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	91	-	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	COP	Otros servicios	33	24	-	-
Extranjera	Enel X North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Compra de Materiales	138	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	196	173	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	7	64	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.232	1.544	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	151	133	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	52	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	245	478	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	336	297	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	1.813	1.524	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	376	421	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	484	427	-	-
Extranjera	Enel Energia, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	386	1	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	278	-	-
Extranjera	Enel Services Mexico S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	350	398	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US$	Otros servicios	675	664	-	-
Total						**16.615**	**14.975**	**2**	**3**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	110	193	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	124	168	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	4.824	4.324	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	5.815	4.854	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	953	521	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	4.771	2.944	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	1.951	1.883	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	1.281	937	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	68	61	-	-
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	181	169	-	-
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	168	134	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	164	-	-
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	-	7	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	630	621	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	1.757	1.917	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia SAS	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	-	774	-	-
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	15	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	115	101	-	-
Extranjera	Endesa Capital S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	93	82	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	202	79	-	-
Extranjera	Endesa S.A	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	368	-	-	-
Extranjera	Endesa S.A	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	599	416	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	74	70	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	350	485	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	283	283	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prestamos por pagar	877	84.534	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US$	Prestamos por pagar	11.411	12.597	21.000	44.332
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prestamos por pagar	95.998	148.909	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US$	Otros servicios	-	1.981	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	32	28	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	3	2	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	198	175	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	19.477	15.603	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	6.202	5.469	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Informáticos	-	4.849	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.717	1.582	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	1.166	947	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	20	38	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	2.830	2.375	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.986	3.056	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	89.533	85.477	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	10.837	7.502	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios informáticos	100	46	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	6.272	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	48.071	43.713	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	526	3.924	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	10.240	8.434	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	89.359	45.255	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	47.157	28.697	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	714	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	-	12.906	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	51	45	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	160	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	450	283	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	380	257	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	276	257	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	31	27	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.005	1.356	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	-	29	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	-	639.056	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	560	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	8.329	8.483	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	1.838	3.154	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US$	Servicio de Garantía financiera	44	19	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	44.507	38.973	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	21.732	14.908	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	52	46	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	34	29	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	4.361	5.886	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	17.197	10.076	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	191	168	-	-
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	956	1.110	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	21	19	-	-
Total						**572.130**	**1.265.725**	**27.945**	**51.277**

(*) 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 junio de 2025 y 2024 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2025	2024
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(3.502)	(4.422)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(8.332)	(51.100)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(1.225)	(2.937)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicio Tecnico	-	(2.922)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(2.759)	(1.181)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.596)	(3.415)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(15.347)	(11.100)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(4.783)	(4.050)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	-	(1.290)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(2.730)	(9.789)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(1.008)	(1.007)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(5.570)	(6.899)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(1.035)	(8.624)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.053)	(2.847)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(1.333)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US$ 1.000.000 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 30.06.2025								
					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	EUR	4,35%	1.045	94.249	**95.294**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,89%	4.979	6.232	**11.211**	10.369	9.529	8.684			**28.582**
Total					**6.024**	**100.481**	**106.505**	**10.369**	**9.529**	**8.684**	**-**	**-**	**28.582**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
					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	BRL	13,80%	82.633	-	**82.633**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	3,82%	113.682	30.316	**143.998**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US$	9,69%	2.374	15.470	**17.844**	15.682	14.531	13.384	4.039	7.150	**54.786**
Total					**198.689**	**45.786**	**244.475**	**15.682**	**14.531**	**13.384**	**4.039**	**7.150**	**54.786**

e) Transacciones significativas Enel Américas

> El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 14 de febrero de 2024.

- El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. 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 marzo de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. 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, 6 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento 17 de abril de 2023.

- El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. 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, 19 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de julio de 2021, 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 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 8 de julio de 2021, 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 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. 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, 31 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. 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, 5 de agosto de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. 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, 2 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 3 de septiembre de 2021, 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 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 20 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 45 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024. 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, 20 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. 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, 1 de octubre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento

- 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 20 de octubre de 2022 Enel Finance International NV formalizó un contrato de línea comprometida multiempresas con Enel Brasil, Dx Ceara, Dx Sao Paulo, Dx Rio, Enel Trading y Enel X denominada en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 5 de octubre de 2023. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento.

- El 28 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €185 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,35%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- El 13 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de € 49 millones, a una tasa EURLIBOR +80 bps, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 12 de junio de 2023. 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 a la fecha de vencimiento.

- El 6 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €88 millones, a una tasa EUR all-in rate de 4,2%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de febrero de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de 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. Al 30 de junio de 2025 esta línea se encuentra girada en EUR 78,9 MM.

- 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. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2025 esta línea no se encuentra girada.

- 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.

- Al 30 de junio de 2025, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US$1,81 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 junio de 2025, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2025 y está conformado por las siguientes personas:

- Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- 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

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.

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.

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 junio de 2025 y 2024:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	2025			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2025	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - junio 2025	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2025	72	-	24
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	enero - junio 2025	72	-	24
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	enero - junio 2025	72	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	enero - junio 2025	-	-	-
Extranjero	Roberto Deambrogio	Director	abril - junio 2025	-	-	-
Total				**216**	**-**	**48**

miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Nombre	Cargo	2024			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2024	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - junio 2024	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2024	70	-	23
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	abril - junio 2024	27		9
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	abril - junio 2024	27		-
Extranjero	Alberto Maria Giuseppe de Paoli	Director	abril - junio 2024	-	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	abril - junio 2024	-	-	-
Total				**210**	**-**	**60**

10.3 Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Américas al 30 de junio de 2025, está compuesto por las siguientes personas

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1)	Gerente General
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1) (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
25.746.359-1	Rafael de la Haza Casarrubio (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (3)	Fiscal y Secretario del Directorio
8.664.305-7	Nicolás Lustig Falcón (3) (4)	Fiscal y Secretario del Directorio
24.544.814-7	Eugenio Belinchon (4) (5)	Gerente de Auditoría Interna

(1) Con fecha 1 de julio de 2023, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira asumió como Gerente General en carácter interino, cargo que desempeñó en esta condición hasta el 28 de septiembre de 2023, oportunidad en que asumió dicho cargo con carácter definitivo. El Sr. Bustilho continuó desempeñando el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control, en carácter interino, hasta el día 31 de marzo de 2024.
Con fecha 28 de mayo de 2025 el Sr. Aurelio Bustilho de Oliveira presentó su renuncia como Gerente General de la Compañía y se mantuvo en sus funciones hasta el 30 de junio del presente. En su reemplazo fue designado el señor Giuseppe Turchiarelli, quien asumió su cargo con fecha 1 de julio de 2025.

(2) Con fecha 31 de marzo de 2024, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira dejó de desempeñar el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control Interino y en su reemplazo fue designado el señor Rafael de la Haza Casarrubio, quien asumió sus funciones con fecha 1 de abril de 2024.

(3) Con fecha 16 de diciembre de 2024, el señor Domingo Valdes Prieto dejó de ser Directivo Principal de la Compañía, en su reemplazo se designó al señor Nicolás Lustig F., quien asumió su cargo con fecha 17 de diciembre de 2024.
Con fecha 31 de enero de 2025, el señor Nicolás Lustig F. presentó su renuncia a la Compañía.

(4) Los señores Eugenio Belinchon Gueto y Nicolás Lustig Falcón, 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.

(5) Con fecha 30 de junio de 2025 el Sr. Eugenio Belinchon dejó de desempeñar el cargo de Gerente de Auditoría Interna y en su reemplazo fue designado el señor Raffaele Cutrignelli, quien asumió sus funciones con fecha 1 de julio de 2025.

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 junio de 2025 y 2024 son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Remuneración	591	410
Beneficios a corto plazo para los empleados	70	139
Otros beneficios a largo plazo	-	-
Total	**661**	**549**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Suministros para la producción	**27.282**	**16.367**
Petróleo	10.271	376
Carbón	17.011	15.991
Repuestos	27.676	18.576
Materiales eléctricos	478.284	410.232
Total	**533.242**	**445.175**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$ 20.903 y MUS$ 38.392, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos por impuestos	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	296.068	209.651
Otros	11.570	69.388
Total	**307.638**	**279.039**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Pasivos por Impuestos	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Impuesto a la renta (*)	208.189	689.197
Total	**208.189**	**689.197**

(*) El saldo al 31 de diciembre de 2024 incluye el pasivo por impuesto a la renta de MUS$ 638.608 explicado por la venta de las compañías peruanas, efectuadas en mayo y junio de 2024 (ver nota 5.1).

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

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 30.06.2025
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	2.605	-	(606)	-	(348)	-	-	1.123	**2.774**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	117	-	(55)	-	(15)	-	-	16	**63**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	589	-	-	(635)	7	-	-	197	**158**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	444	-	(205)	-	48	-	-	-	**287**
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. en liquidación (3)	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	-	(38)	-	24	-	432	-	**418**
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (1)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	87	-	(1)	-	4	-	(90)	-	**-**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	946	-	241	-	80	-	-	-	**1.267**
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.387	-	9	-	88	-	(813)	-	**671**
Extranjera	Colombia ZE S.A.S. (2)	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	7.340	-	(1.575)	-	501	(466)	(5.800)	-	**-**
Total						**13.515**	**-**	**(2.230)**	**(635)**	**389**	**(466)**	**(6.271)**	**1.336**	**5.638**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2024	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2024
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	-	1.351	-	(100)	-	460	894	**2.605**
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	79	-	(17)	-	(18)	-	-	73	**117**
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	404	-	-	(89)	(67)	-	-	341	**589**
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	719	-	(918)	-	(135)	-	778	-	**444**
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	2.596	-	(658)	-	(135)	-	(1.716)	-	**87**
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	821	-	242	-	(117)	-	-	-	**946**
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.430	-	127	-	(183)	-	13	-	**1.387**
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	10.526	-	(2.084)	-	(1.113)	11	-	-	**7.340**
Total						**16.575**	**-**	**(1.957)**	**(89)**	**(1.868)**	**11**	**(465)**	**1.308**	**13.515**

(1) Ver nota 2.5 (i)
(2) El 28 de mayo de 2025 se firmó 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$ 5.700) al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S., por lo tanto, 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. (ver Nota 2.5 iv).
(3) Ver nota 5.1 (iv)

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025									
	% 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%	3.243	6.208	487	643	2.163	(3.980)	(1.817)	(1.047)	(2.864)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	8.857	1.260	8.682	-	33	(1.058)	(1.025)	238	(787)
Enel X Way Perú S.A.C. en liquidación (3)	20,00%	1.464	628	-	-	-	(189)	(189)	120	(69)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento (1)	49,00%	-	-	-	-	-	(2)	(2)	8	6
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	8.687	1.151	3.501	-	9.988	(8.783)	1.205	400	1.605
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	1.684	-	7	-	38	(16)	22	220	242
Colombia ZE S.A.S. (2)	20,00%	-	-	-	-	-	(7.876)	(7.876)	175	(7.701)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024									
	% 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%	3.653	5.752	1.232	357	6.722	(2.670)	4.052	(298)	3.754
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	8.241	959	6.978	-	797	(5.386)	(4.589)	(671)	(5.260)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	69	109	1	-	-	(1.343)	(1.343)	(276)	(1.619)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	6.963	858	3.092	-	21.097	(19.888)	1.209	(585)	624
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	3.498	-	30	-	353	(35)	318	(458)	(140)
Colombia ZE S.A.S.	20,00%	154.349	40.867	148.118	10.396	-	(10.419)	(10.419)	(5.510)	(15.929)

(1) Ver nota 2.5 (i)
(2) El 28 de mayo de 2025 se firmó 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$ 5.700) al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S., por lo tanto, 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. (ver Nota 2.5 iv).
(3) Ver nota 5.1 (iv)

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos Intangibles, Bruto	**8.017.434**	**7.073.933**
Servidumbre y Derechos de Agua	55.592	51.001
Concesiones	6.855.092	5.986.940
Costos de Desarrollo	15.089	16.274
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	140.452	123.877
Programas Informáticos	552.694	503.489
Activos intangibles en desarrollo	172.327	164.232
Otros Activos Intangibles Identificables	80.587	90.244
Costos de Contratos	145.601	137.876

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(4.883.079)**	**(4.138.637)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(22.662)	(20.104)
Concesiones	(4.378.282)	(3.681.740)
Costos de Desarrollo	(9.611)	(8.851)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(37.480)	(32.385)
Programas Informáticos	(307.403)	(262.722)
Activos intangibles en desarrollo	(41.846)	(41.846)
Otros Activos Intangibles Identificables	(41.621)	(56.863)
Costos de Contratos	(44.174)	(34.126)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos Intangibles, Netos	**3.134.355**	**2.935.296**
Servidumbre y Derechos de Agua	32.930	30.897
Concesiones Neto (1)	2.476.810	2.305.200
Costos de Desarrollo	5.478	7.423
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	102.972	91.492
Programas Informáticos	245.291	240.767
Activos intangibles en desarrollo	130.481	122.386
Otros Activos Intangibles Identificables	38.966	33.381
Costos de Contratos	101.427	103.750

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Enel Distribución Río S.A. (*)	332.108	348.141
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	398.759	372.805
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.653.651	1.488.877
EGP Cachoeira Dourada S.A.	28.743	28.268
Sociedades EGP en Brasil	3.889	4.312
PH Chucás S.A. (*)	33.709	36.406
Enel Fortuna S.A.	24.911	25.450
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	-	2
Enel Green Power Volta Grande	1.040	939
TOTAL	2.476.810	2.305.200

(*) 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 01.01.2025	**7.423**	**30.897**	**2.305.200**	**91.492**	**240.767**	**122.386**	**33.381**	**103.750**	**2.935.296**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	145.207	-	2.162	18.994	-	329	166.692
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	483	2.860	289.763	11.926	(3.719)	11.659	3.079	1.182	317.233
Amortización	(79)	(827)	(259.405)	(1.866)	(28.541)	-	(1.698)	(7.631)	(300.047)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**-**	**-**	**(564)**	**1.420**	**17.542**	**(25.601)**	**4.221**	**2.982**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	(564)	1.420	17.542	(25.601)	4.221	2.982	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(3.395)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(3.395)**
Retiros de servicio	-	-	(3.395)	-	-	-	-	-	(3.395)
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	-	-	486	-	-	-	486
Hiperinflación Argentina	-	-	2	-	16.644	862	(91)		17.417
Otros incrementos (disminuciones)	(2.349)	-	2	-	(50)	2.181	74	815	673
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(1.945)**	**2.033**	**171.610**	**11.480**	**4.524**	**8.095**	**5.585**	**(2.323)**	**199.059**
Saldo final al 30.06.2025	**5.478**	**32.930**	**2.476.810**	**102.972**	**245.291**	**130.481**	**38.966**	**101.427**	**3.134.355**

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 01.01.2024	**9.179**	**34.752**	**3.101.755**	**120.567**	**198.130**	**251.688**	**38.166**	**114.590**	**3.868.827**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	427.074	2	767	52.572	-	-	**480.415**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(861)	(5.351)	(627.511)	(25.098)	(36.826)	(34.809)	(5.665)	(2.483)	**(738.604)**
Amortización	(152)	(1.642)	(489.462)	(4.134)	(62.188)	-	(3.245)	(18.072)	**(578.895)**
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(435)	(41.846)	-	-	**(42.281)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(821)**	**-**	**-**	**155**	**77.365**	**(86.718)**	**2.606**	**7.413**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(821)	-	-	155	77.365	(86.718)	2.606	7.413	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(2.476)**	**(53)**	**(6.712)**	**-**	**(644)**	**(793)**	**(112)**	**-**	**(10.790)**
Retiros de servicio	(2.476)	(53)	(6.712)	-	(644)	(793)	(112)	-	**(10.790)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	11	-	-	-	-	-	**11**
Hiperinflación Argentina	-	-	6	-	64.600	5.744	75	-	**70.425**
Otros incrementos (disminuciones)	2.554	3.191	(99.961)	-	(2)	(23.452)	1.556	2.302	**(113.812)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(1.756)**	**(3.855)**	**(796.555)**	**(29.075)**	**42.637**	**(129.302)**	**(4.785)**	**(10.840)**	**(933.531)**
Saldo final al 31.12.2024	**7.423**	**30.897**	**2.305.200**	**91.492**	**240.767**	**122.386**	**33.381**	**103.750**	**2.935.296**

Informaciones Adicionales de Intangibles, neto

a) Principales inversiones

Al 30 de junio de 2025, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$ 145.207 (MUS$ 427.074 al 31 de diciembre de 2024) 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 fueron de MUS$ 166.692 y MUS$ 480.415, respectivamente.

La amortización de activos intangibles se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 ascendió a MUS$ 1.694 y MUS$ 547 respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 1,72%, y 2,41% al 30 de junio de 2025 y 2024, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

Durante los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$ 40.244 y MUS$ 38.784 respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Excepto por lo señalado en el literal iv), 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 junio de 2025 y 2024. (Ver Nota 3.e).

ii) Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 proyectos de energía renovable localizados en la región nordeste de Brasil, relacionados con tecnología eólica, solar e híbrida. Esta pérdida, que cubre el 100% de la inversión capitalizada en estos proyectos, surge 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.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2024	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 31.12.2024	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 30.06.2025
Enel Distribución Rio S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	175.039	(37.409)	**137.630**	18.158	**155.788**
Enel Colombia SAS EDP (2)	Negocio de Distribución en Enel Colombia SAS EDP (ex Codensa S.A. E.S.P.)	11.185	(1.349)	**9.836**	771	**10.607**
EGP Cachoeira Dourada S.A. (3)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	64.182	(13.716)	**50.466**	6.658	**57.124**
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.)	4.948	(597)	**4.351**	341	**4.692**
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	815	(174)	**641**	85	**726**
Enel Distribución Ceará S.A. (5)	Enel Distribución Ceará S.A.	88.109	(18.830)	**69.279**	9.140	**78.419**
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (6)	Enel Distribución Sao Paulo	440.260	(94.089)	**346.171**	45.681	**391.852**
Enel Brasil S.A. (7) (8)	Enel Brasil S.A.	501.886	(107.282)	**394.604**	52.061	**446.665**
Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.) (7)	Negocio de renovables en Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.)	53.278	(6.427)	**46.851**	3.676	**50.527**
Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.) (7)	Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.)	2.094	-	**2.094**	-	**2.094**
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panama S.R.L.) (7)	Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	24.964	-	**24.964**	-	**24.964**
Jaguito Solar 10MW S.A. (7)	Jaguito Solar 10MW S.A.	386	-	**386**	-	**386**
Progreso Solar 20MW S.A. (7)	Progreso Solar 20MW S.A.	772	-	**772**	-	**772**
Total		**1.367.918**	**(279.873)**	**1.088.045**	**136.571**	**1.224.616**

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 junio de 2025 (Ver Nota 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**21.529.787**	**19.697.968**
Construcción en Curso	1.032.330	891.988
Terrenos	146.210	128.126
Edificios	2.075.121	1.598.299
Planta y Equipo de Generación	9.687.882	9.068.498
Infraestructura de Red	8.067.978	7.527.652
Instalaciones Fijas y Accesorios	520.266	483.405

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(7.587.341)**	**(6.994.447)**
Edificios	(343.425)	(277.489)
Planta y Equipo de Generación	(2.955.024)	(2.663.446)
Infraestructura de Red	(3.936.770)	(3.736.751)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(352.122)	(316.761)

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**13.942.446**	**12.703.521**
Construcción en Curso	1.032.330	891.988
Terrenos	146.210	128.126
Edificios	1.731.696	1.320.810
Planta y Equipo de Generación	6.732.858	6.405.052
Infraestructura de Red	4.131.208	3.790.901
Instalaciones Fijas y Accesorios	168.144	166.644

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el periodo terminado al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, han sido los siguientes:

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	453.696	-	1.696	48	34.657	5.388	**495.485**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	19.369	9.408	153.368	616.647	(152.167)	7.952	**654.577**
Depreciación	-	-	(34.672)	(102.482)	(113.260)	(27.857)	**(278.271)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(6)	-	-	**(6)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(610.693)**	**9.253**	**351.423**	**(48.038)**	**289.833**	**8.222**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(610.693)	9.253	351.423	(48.038)	289.833	8.222	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(894)	(3.803)	(1)	(4.698)
Retiros	-	-	-	(894)	(3.803)	(1)	**(4.698)**
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	4.499	352	3.397	47.937	-	370	**56.555**
Hiperinflación Argentina	35.742	636	5.691	(775)	285.040	5.503	**331.837**
Otros incrementos (disminución)	237.729	(1.565)	(70.017)	(184.631)	7	1.923	**(16.554)**
Total movimientos	**140.342**	**18.084**	**410.886**	**327.806**	**340.307**	**1.500**	**1.238.925**
Saldo final al 30.06.2025	**1.032.330**	**146.210**	**1.731.696**	**6.732.858**	**4.131.208**	**168.144**	**13.942.446**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos año 2024	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 01.01.2024	**2.165.859**	**132.831**	**1.388.017**	**5.896.345**	**3.066.763**	**161.354**	**12.811.169**
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	977.942	-	999	159	98.105	23.967	**1.101.172**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(251.495)	(17.295)	(283.520)	(1.097.244)	(508.424)	(31.162)	**(2.189.140)**
Depreciación	-	-	(48.107)	(206.106)	(228.891)	(54.519)	**(537.623)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(13.161)	-	-	(9.996)	-	-	**(23.157)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(2.179.354)**	**13.744**	**307.322**	**1.477.378**	**337.991**	**42.919**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(2.179.354)	13.744	307.322	1.477.378	337.991	42.919	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(354)**	**(7)**	**(19)**	**(10.623)**	**(11.709)**	**(6.162)**	**(28.874)**
Retiros	(354)	(7)	(19)	(10.623)	(11.709)	(6.162)	**(28.874)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	648	53	**701**
Hiperinflación Argentina	140.790	2.631	23.902	134	1.149.223	32.248	**1.348.928**
Otros incrementos (disminución)	51.761	(3.778)	(67.784)	355.005	(112.805)	(2.054)	**220.345**
Total movimientos	**(1.273.871)**	**(4.705)**	**(67.207)**	**508.707**	**724.138**	**5.290**	**(107.648)**
Saldo final al 31.12.2024	**891.988**	**128.126**	**1.320.810**	**6.405.052**	**3.790.901**	**166.644**	**12.703.521**

(1) Ver literal iii) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma Nota.

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$ 495.485 y MUS$ 1.101.172 por el periodo terminado al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado, hidroeléctricas y energía renovables no convencionales en la subsidiaria Enel Colombia que implicaron adiciones durante el periodo 2025 por MUS$ 188.408 (MUS$ 210.339 al 31 de diciembre de 2024), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil, Panamá y Guatemala, por MUS$ 68.454 (MUS$ 413.552 al 31 de diciembre de 2024). 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$ 228.276 al 30 de junio de 2025 (MUS$ 477.281 al 31 de diciembre de 2024).

La depreciación de propiedades, planta y equipo se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024 ascendió a MUS$ 10.705 y MUS$ 21.627, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 10,38% y 9,62% al 30 de junio de 2025 y 2024, 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 junio de 2025 y 2024 ascendió a MUS$ 33.474 y MUS$ 46.315 respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2025, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS$ 910.690 (MUS$ 1.199.520 al 31 de diciembre de 2024) (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$ 1.173.850), 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€400 (MUS$ 469.540). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iii) Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar su proceso de venta (ver nota 5.2). Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 se registró una pérdida de deterioro por MCOP 789.089.518 equivalentes a MUS$ 182.496 al tipo de cambio de diciembre 2023.

17. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, corresponden a los siguientes:

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	4.969	5.953	104.900	**115.822**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	11.429	5.930	9.580	**26.939**
Modificación y término anticipado de contratos	(1.468)	(195)	(2)	**(1.665)**
Transferencias desde grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (ver nota 5)	-	13.480	72.020	**85.500**
Depreciación	(3.011)	(4.410)	(22.276)	**(29.697)**
Hiperinflación Argentina	-	(877)	-	**(877)**
Total movimientos	**11.919**	**19.881**	**164.222**	**196.022**
Saldo final al 30.06.2025	**119.020**	**77.301**	**205.974**	**402.295**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos Período 2024	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	**92.382**	**65.589**	**27.701**	**185.672**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	39.671	14.153	45.989	**99.813**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(19.439)	(11.420)	(8.304)	**(39.163)**
Modificación y término anticipado de contratos	12	(3.371)	(33)	**(3.392)**
Depreciación	(5.525)	(7.854)	(23.601)	**(36.980)**
Hiperinflación Argentina	-	323	-	**323**
Total movimientos	**14.719**	**(8.169)**	**14.051**	**20.601**
Saldo final al 31.12.2024	**107.101**	**57.420**	**41.752**	**206.273**

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 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 30.06.2025			al 31.12.2024		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	90.437	29.486	60.951	48.476	16.866	31.610
Más de un año y no más de dos años	79.154	26.618	52.536	42.984	16.973	26.011
Más de dos años y no más de tres años	63.444	17.947	45.497	31.302	14.048	17.254
Más de tres años y no más de cuatro años	48.828	13.877	34.951	23.692	11.434	12.258
Más de cuatro años y no más de cinco años	25.207	13.014	12.193	22.036	11.145	10.891
Más de cinco años	274.786	146.997	127.789	253.437	136.605	116.832
Total	**581.856**	**247.939**	**333.917**	**421.927**	**207.071**	**214.856**

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 incluyen gastos de MUS$ 2.441 y MUS$ 114 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 junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2025	2024
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(304.349)	(387.053)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(2.213)	(3.790)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	506	4.950
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(306.056)**	**(385.893)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(6.579)	28.249
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(6.579)**	**28.249**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(312.635)**	**(357.644)**

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 junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2025	Tasa	2024
Resultado Contable Antes De Impuestos		**942.506**		**835.595**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(254.477)**	**(27,00%)**	**(225.611)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,50%)	(70.690)	(8,09%)	(67.590)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	7,55%	71.145	1,46%	12.159
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(5,98%)	(56.400)	(8,71%)	(72.812)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,23%)	(2.213)	-	(3.790)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	**(6,17%)**	**(58.158)**	**(15,80%)**	**(132.033)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(33,17%)**	**(312.635)**	**(42,80%)**	**(357.644)**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.06.2025		al 31.12.2024	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	402.753	(802.700)	364.102	(779.741)
Amortizaciones	3.853	(26.179)	3.359	(23.130)
Obligaciones por beneficios post-empleo	236.184	(169)	273.468	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	37.430	(115.898)	36.800	(117.561)
Pérdidas Fiscales	524.774	-	370.933	-
Provisiones	**758.881**	**(775.355)**	**681.626**	**(631.023)**
Provisión Contingencias Civiles	73.055	-	59.104	-
Provisión Contingencias Trabajadores	45.023	-	40.118	-
Provisión Cuentas incobrables	307.431	-	277.135	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.402	-	13.737	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(510.580)	-	(406.188)
Otras Provisiones	317.970	(264.775)	291.532	(224.835)
Otros Impuestos Diferidos	**95.887**	**(377.797)**	**98.480**	**(362.064)**
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(250.291)	-	(250.045)
Otros Impuestos Diferidos	95.887	(127.506)	98.480	(112.019)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**2.059.762**	**(2.098.098)**	**1.828.768**	**(1.913.692)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.331.453)	1.331.453	(1.159.563)	1.159.563
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**728.309**	**(766.645)**	**669.205**	**(754.129)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) netos	Saldo neto al 01.01.2025	Movimientos					Saldo neto al 30.06.2025
		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	(415.639)	39.627	-	(29.120)	51.766	(46.581)	**(399.947)**
Amortizaciones	(19.771)	48	-	-	(2.653)	50	**(22.326)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	273.295	(93.390)	21.571	-	21.733	12.806	**236.015**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(80.761)	(2.536)	(1.846)	-	5.611	1.064	**(78.468)**
Pérdidas Fiscales	370.933	86.301	-	-	69.056	(1.516)	**524.774**
Provisiones	**50.603**	**(28.772)**	**-**	**-**	**(24.744)**	**(13.561)**	**(16.474)**
Provisión Contingencias Civiles	59.104	12.571	-	-	(432)	1.812	**73.055**
Provisión Contingencias Trabajadores	40.118	4.880	-	-	(420)	445	**45.023**
Provisión Cuentas Incobrables	277.135	(1.523)	-	-	32.652	(833)	**307.431**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	13.737	341	-	-	1.458	(134)	**15.402**
Activos Financieros CINIIF 12	(406.188)	(61.584)	-	-	(46.564)	3.756	**(510.580)**
Otras Provisiones	66.697	16.543	-	-	(11.438)	(18.607)	**53.195**
Otros Impuestos Diferidos	**(263.584)**	**(7.857)**	**5.471**	**-**	**2.577**	**(18.517)**	**(281.910)**
Ajuste por inflación - Argentina	(250.045)	98	-	-	(331)	(13)	**(250.291)**
Otros Impuestos Diferidos	(13.539)	(7.955)	5.471	-	2.908	(18.504)	**(31.619)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(84.924)**	**(6.579)**	**25.196**	**(29.120)**	**123.346**	**(66.255)**	**(38.336)**

(*) Ver nota 5.1.iii)
(**) 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 01.01.2024	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2024
		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	(327.216)	151.841	-	-	90.337	(330.601)	**(415.639)**
Amortizaciones	(26.624)	746	-	-	5.576	531	**(19.771)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	536.000	(127.796)	(42.919)	-	(107.154)	15.164	**273.295**
Revaluaciones de instrumentos financieros	40.785	(88.540)	(17.063)	-	(5.104)	(10.839)	**(80.761)**
Pérdidas Fiscales	258.457	222.444	-	-	(67.173)	(42.795)	**370.933**
Provisiones	**27.541**	**(14.500)**	**-**	**4.147**	**19.144**	**14.271**	**50.603**
Provisión Contingencias Civiles	64.287	2.821	-	-	(4.136)	(3.868)	**59.104**
Provisión Contingencias Trabajadores	51.471	(6.292)	-	-	(4.280)	(781)	**40.118**
Provisión Cuentas Incobrables	304.184	40.420	-	-	(49.010)	(18.459)	**277.135**
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	14.743	2.210	-	-	(1.561)	(1.655)	**13.737**
Activos Financieros CINIIF 12	(440.369)	(63.140)	-	-	76.265	21.056	**(406.188)**
Otras Provisiones	33.225	9.481	-	4.147	1.866	17.978	**66.697**
Otros Impuestos Diferidos	**(205.434)**	**(51.113)**	**-**	**(91)**	**143**	**(7.089)**	**(263.584)**
Ajuste por inflación - Argentina	(226.773)	(19.215)	-	(91)	(3.007)	(959)	**(250.045)**
Otros Impuestos Diferidos	21.339	(31.898)	-	-	3.150	(6.130)	**(13.539)**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**303.509**	**93.082**	**(59.982)**	**4.056**	**(64.231)**	**(361.358)**	**(84.924)**

(*) 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 junio de 2025, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 319.576 (MUS$ 270.987 al 31 de diciembre de 2024) (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 junio de 2025 asciende a MUS$ 2.641.360 (MUS$ 2.555.172 al 31 de diciembre de 2024). 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 junio de 2025, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 6.322.949 (MUS$ 7.777.323 al 31 de diciembre de 2024).

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	2015 - 2024
Brasil	2020 - 2024
Chile	2022 - 2024
Colombia	2018 - 2023
Costa Rica	2020 - 2024
Guatemala	2020 - 2024
Panamá	2019 - 2024
Perú	2019 - 2024

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 junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2025			2024		
	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	5.880	-	5.880	9.487	(6.640)	2.847
Cobertura de Flujos de efectivo	(6.722)	3.120	(3.602)	92.878	(18.959)	73.919
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(466)	-	(466)	11	-	11
Diferencias de cambio por conversión	1.461.007	-	1.461.007	(1.962.855)	-	(1.962.855)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(50.810)	21.570	(29.240)	125.006	(35.805)	89.201
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**1.408.889**	**24.690**	**1.433.579**	**(1.735.473)**	**(61.404)**	**(1.796.877)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados integrales	2025	2024
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**25.196**	**(50.777)**
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(506)	(4.950)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(6.584)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	-	907
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**24.690**	**(61.404)**

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 se encuentra en proceso judicial, relacionado con este crédito fiscal. 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. La compañía estima que los importes de créditos fiscales son MR$ 117.809 (MUS$ 19.069) de impuesto a la renta por cobrar y MR$ 945.545 (MUS$ 153.053) de impuesto diferido por pérdidas tributarias. 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 ejercicio 2024.

19. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Préstamos que devengan intereses	1.221.382	939.324	4.513.927	4.182.308
Instrumentos derivados de cobertura (*)	61.134	35.059	3.582	-
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	616	9	-	-
Total	**1.283.132**	**974.392**	**4.517.509**	**4.182.308**

(*) 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Préstamos bancarios garantizados	260.335	139.829	943.739	858.306
Préstamos bancarios no garantizados	398.702	495.665	1.670.826	1.657.897
Obligaciones con el público no garantizadas	346.504	284.371	1.377.751	1.594.851
Obligaciones con el público garantizadas	212.877	18.760	521.611	71.254
Otros préstamos	2.964	699	-	-
Total	**1.221.382**	**939.324**	**4.513.927**	**4.182.308**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 30.06.2025									
					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	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1		**1**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	5,41%	5,41%	Sin Garantía	-	36.639	**36.639**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,89%	4,89%	Sin Garantía	-	31.000	**31.000**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	58,80%	47,10%	Sin Garantía	-	-	**-**	-	95.352	-	-	-	**95.352**
Brasil	US$	7,01%	6,79%	Con Garantía	30.335	9.207	**39.542**	22.888	22.888	22.888	22.888	73.186	**164.738**
Brasil	BRL	9,57%	9,11%	Con Garantía	9.863	55.391	**65.254**	63.078	61.911	54.613	55.203	444.818	**679.623**
Brasil	EUR	9,10%	8,56%	Con Garantía	2.671	152.868	**155.539**	63.470	7.602	7.602	7.602	13.102	**99.378**
Brasil	US$	4,25%	3,89%	Sin Garantía	79.205	24.080	**103.285**	44.605	-	-	-	-	**44.605**
Colombia	COP	10,59%	10,26%	Sin Garantía	27.576	200.201	**227.777**	216.067	384.060	203.015	116.662	611.065	**1.530.869**
Total					**149.651**	**509.386**	**659.037**	**410.108**	**571.813**	**288.118**	**202.355**	**1.142.171**	**2.614.565**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

					al 31.12.2024									
					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	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	49,65%	41,00%	Sin Garantía	16.803	-	**16.803**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	US$	6,70%	6,08%	Con Garantía	73.605	21.871	**95.476**	38.232	43.780	45.167	45.167	262.684	**435.030**
Brasil	BRL	8,59%	8,48%	Con Garantía	8.860	24.860	**33.720**	35.288	35.851	30.774	28.612	251.299	**381.824**
Brasil	EUR	2,53%	2,28%	Con Garantía	-	8.744	**8.744**	6.720	6.720	6.720	6.720	14.572	**41.452**
Brasil	US$	4,33%	4,23%	Sin Garantía	58.113	141.051	**199.164**	100.049	-	-	-	-	**100.049**
Brasil	BRL	8,76%	8,43%	Sin Garantía	2	1.895	**1.897**	8	8	8	8	-	**32**
Colombia	COP	10,92%	10,58%	Sin Garantía	71.552	208.129	**279.681**	300.533	255.520	295.611	128.165	577.987	**1.557.816**
Total					**228.944**	**406.550**	**635.494**	**480.830**	**341.879**	**378.280**	**208.672**	**1.106.542**	**2.516.203**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2025 asciende a MUS$ 3.452.921 (MUS$ 3.320.352 al 31 de diciembre de 2024). 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	Garantía	el 30.06.2025								
											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	Scotiabank 4131 - Coelce V-VI (1)	Canadá	US$	5,90%	5,23%	Al Vencimiento	No	812	24.080	**24.892**	44.605	-	-	-	-	**44.605**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato (Semiárido - Outras regiões)	Brasil	BRL	2,50%	2,47%	Mensual	Si	1.753	5.196	**6.949**	9.346	7.788	-	-	-	**17.134**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8,76%	8,43%	Mensual	Si	2	6	**8**	8	8	8	5	-	**29**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 (III y IV) Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,59%	2,56%	Al Vencimiento	No	78.393	-	**78.393**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14-18-26-56-72-104	Luxemburgo	US$	4,69%	4,59%	Anual	Si	12.825	5.403	**18.228**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Credit Agricole 4131 - Eletropaulo	Francia	EUR	15,89%	14,84%	Al Vencimiento	Si	668	145.266	**145.934**	55.869	-	-	-	-	**55.869**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 II - Eletropaulo (1)	Japón	BRL	16,64%	15,49%	Al Vencimiento	Si	205	27.483	**27.688**	22.381	22.381	22.381	22.381	176.440	**265.964**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	9,86%	9,44%	Mensual	No	281	487	**768**	1.224	2.754	2.754	2.754	12.546	**22.032**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11,85%	11,25%	Semestral	No	191	4.621	**4.812**	9.243	9.243	9.243	9.243	9.243	**46.215**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	7,98%	7,78%	Al Vencimiento	No	981	-	**981**	52.632	24.480	-	-	-	**77.112**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	9,87%	9,52%	Al Vencimiento	No	1.200	97.919	**99.119**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,26%	9,85%	Anual	No	978	12.240	**13.218**	30.600	12.240	12.240	-	-	**55.080**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,73%	10,39%	Al Vencimiento	No	7.275	-	**7.275**	63.647	276.622	122.399	88.127	-	**550.795**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11,10%	10,58%	Mensual	No	13	571	**584**	1.714	1.714	1.714	1.714	1.142	**7.998**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	12,46%	11,97%	Al Vencimiento	No	7.985	-	**7.985**	-	-	14.824	14.824	263.636	**293.284**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Colombia	COP	13,11%	12,58%	Semestral	No	4.560	55.783	**60.343**	55.783	55.783	-	-	-	**111.566**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	10,55%	10,20%	Al Vencimiento	No	368	27.662	**28.030**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,85%	10,85%	Al Vencimiento	No	1.439	-	**1.439**	-	-	-	-	142.779	**142.779**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	10,85%	10,85%	Semestral	No	1.832	-	**1.832**	-	-	-	-	181.719	**181.719**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	10,75%	10,25%	Mensual	No	330	918	**1.248**	1.224	1.224	918	-	-	**3.366**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Itaú Corpbanca Colombia S.A	Colombia	COP	11,42%	11,01%	Al Vencimiento	No	143	-	**143**	-	-	38.923	-	-	**38.923**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9,61%	9,21%	Mensual	Si	4.496	13.540	**18.036**	18.177	18.328	18.492	18.669	91.801	**165.467**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	7,60%	7,34%	Semestral	Si	10.312	2.046	**12.358**	12.358	12.358	12.358	12.358	37.113	**86.545**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	7,59%	7,33%	Semestral	Si	-	1.758	**1.758**	3.654	3.654	3.654	3.654	9.343	**23.959**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Madrid	España	US$	7,60%	7,35%	Semestral	Si	7.198	-	**7.198**	6.876	6.876	6.876	6.876	26.730	**54.234**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,30%	2,28%	Semestral	Si	2.003	7.602	**9.605**	7.602	7.602	7.602	7.602	13.102	**43.510**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	9,96%	9,53%	Mensual	Si	3.407	9.165	**12.572**	13.165	13.405	13.732	14.148	176.577	**231.027**
Extranjero	Edesur	Argentina	Extranjero	ICBC S.A.U. - Santander Rio	Argentina	ARS	58,80%	47,10%	Trimestral	No	-	-	-	-	95.353	-	-	-	**95.353**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	PEN	4,89%	4,89%	Semestral	No	-	31.000	**31.000**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	US$	5,41%	5,41%	Semestral	No	-	36.640	**36.640**	-	-	-	-	-	**-**
Total											**149.651**	**509.386**	**659.037**	**410.108**	**571.813**	**288.118**	**202.355**	**1.142.171**	**2.614.565**

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	Garantía	al 31.12.2024 Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total Corriente	Vencimiento Uno a Dos Años	Vencimiento Dos a Tres Años	Vencimiento Tres a Cuatro Años	Vencimiento Cuatro a Cinco Años	Vencimiento Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US$	1,42%	1,42%	Al Vencimiento	Si	37.204	-	**37.204**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US$	1,42%	1,42%	Al Vencimiento	Si	22.301	-	**22.301**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semiárido	Brasil	BRL	6,87%	6,67%	Mensual	Si	917	2.713	**3.630**	4.282	4.282	1.427	-	-	**9.991**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	6,87%	6,67%	Mensual	Si	822	2.433	**3.255**	3.862	3.862	1.287	-	-	**9.011**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8,76%	8,43%	Mensual	No	2	6	**8**	8	8	8	8	3	**35**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce (1)	E.E.U.U.	US$	7,02%	6,80%	Al Vencimiento	No	56.105	-	**56.105**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (1)	Canadá	US$	5,74%	5,59%	Al Vencimiento	No	669	-	**669**	44.235	-	-	-	-	**44.235**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI (1)	Canadá	US$	5,74%	5,59%	Al Vencimiento	No	148	24.274	**24.422**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	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	No	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,37%	2,35%	Al Vencimiento	No	109	39.526	**39.635**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,69%	2,65%	Al Vencimiento	No	509	-	**509**	55.814	-	-	-	-	**55.814**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV - Eletropaulo (1)	Canadá	US$	2,44%	2,41%	Al Vencimiento	No	573	77.251	**77.824**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US$	3,85%	3,78%	Al Vencimiento	Si	324	2.005	**2.329**	2.005	2.005	2.005	2.005	13.507	**21.527**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US$	3,69%	3,63%	Al Vencimiento	Si	1.239	8.019	**9.258**	8.019	8.009	8.014	8.014	53.150	**85.206**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Musd	Luxemburgo	US$	4,62%	4,52%	Al Vencimiento	Si	121	-	**121**	1.079	1.079	1.079	1.079	8.848	**13.164**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Musd	Luxemburgo	US$	2,22%	2,19%	Al Vencimiento	Si	478	-	**478**	4.318	4.318	4.318	4.318	34.977	**52.249**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 18 Musd	Luxemburgo	US$	5,62%	5,48%	Al Vencimiento	Si	127	-	**127**	-	1.202	1.388	1.388	13.878	**17.856**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 72 Musd	Luxemburgo	US$	5,52%	5,38%	Al Vencimiento	Si	498	-	**498**	-	4.355	5.551	5.551	55.514	**70.971**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11,48%	10,91%	Mensual	No	320	2.472	**2.792**	4.230	4.350	4.350	4.350	8.323	**25.603**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	10,56%	10,19%	Al Vencimiento	No	34.420	16.116	**50.536**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	8,11%	7,90%	Al Vencimiento	No	927	-	**927**	48.802	22.699	-	-	-	**71.501**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10,86%	10,86%	Semestral	No	7.956	-	**7.956**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	10,05%	9,69%	Al Vencimiento	No	1.133	-	**1.133**	90.795	-	-	-	-	**90.795**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,54%	10,30%	Anual	No	2.503	28.373	**30.876**	28.373	11.349	11.349	11.349	-	**62.420**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10,81%	10,44%	Al Vencimiento	No	6.957	-	**6.957**	59.017	147.541	222.448	81.715	-	**510.721**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12,44%	11,79%	Semestral	No	387	7.566	**7.953**	15.132	15.132	15.132	15.132	22.699	**83.227**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11,39%	10,84%	Mensual	No	14	-	**14**	1.324	1.589	1.589	1.589	1.854	**7.945**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	13,34%	12,78%	Al Vencimiento	No	12.308	25.862	**38.170**	51.725	51.725	39.608	13.746	244.221	**401.025**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	10,61%	10,21%	Al Vencimiento	No	688	90.798	**91.486**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	European Investment Bank	Inglaterra	COP	11,25%	11,25%	Al Vencimiento	No	3.238	-	**3.238**	-	-	-	-	300.890	**300.890**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	10,91%	10,40%	Mensual	No	310	851	**1.161**	1.135	1.135	1.135	284	-	**3.689**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Itaú Colombia S.A.	Colombia	COP	10,96%	10,56%	Al Vencimiento	No	391	36.091	**36.482**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9,24%	9,23%	Mensual	Si	3.940	11.857	**15.797**	15.913	16.041	16.179	16.327	88.945	**153.405**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Itália	US$	9,74%	8,16%	Semestral	Si	2.031	2.031	**4.062**	4.064	4.064	4.064	4.064	10.158	**26.414**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Itália	US$	9,74%	8,16%	Semestral	Si	1.891	1.768	**3.659**	3.659	3.659	3.659	3.659	9.271	**23.907**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,53%	2,28%	Semestral	Si	-	8.744	**8.744**	6.720	6.720	6.720	6.720	14.573	**41.453**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7,07%	7,06%	Mensual	Si	3.180	7.856	**11.036**	11.230	11.666	11.881	12.285	162.352	**209.414**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.425	2.082	**3.507**	3.156	3.156	3.156	3.156	15.646	**28.270**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	2.167	2.167	**4.334**	4.333	4.333	4.333	4.333	17.332	**34.664**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.862	1.862	**3.724**	3.724	3.724	3.724	3.724	14.895	**29.791**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	España	US$	8,47%	8,16%	Semestral	Si	1.938	1.938	**3.876**	3.876	3.876	3.876	3.876	15.506	**31.010**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Mútuo I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	19,63%	18,06%	Anual	No	-	145	**145**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Mútuo I Luz de Caruaru - SELT	Brasil	BRL	16,13%	15,05%	Anual	No	-	787	**787**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Mútuo I Luz de Jaboatão - SELT	Brasil	BRL	16,13%	15,05%	Anual	No	-	957	**957**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Edesur	Brasil	Extranjero	ICBC S.A.U.	Argentina	ARS	49,65%	41,00%	Al Vencimiento	No	16.803	-	**16.803**	-	-	-	-	-	**-**
Total											**228.944**	**406.550**	**635.494**	**480.830**	**341.879**	**378.280**	**208.672**	**1.106.542**	**2.516.203**

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS$310.569 al 30 de junio de 2025 y MUS$100.049 al 31 de diciembre de 2024.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025								
					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$	5,99%	5,30%	Sin Garantía	-	4.339	**4.339**	597.662	-	-	-	-	**597.662**
Brasil	BRL	13,67%	12,87%	Sin Garantía	9.011	193.761	**202.772**	-	52.676	109.103	151.737	228.536	**542.052**
Colombia	COP	9,13%	8,83%	Sin Garantía	3.197	136.196	**139.393**	-	110.147	48.960	78.930	-	**238.037**
Total					**12.208**	**334.296**	**346.504**	**597.662**	**162.823**	**158.063**	**230.667**	**228.536**	**1.377.751**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2024								
					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$	5,99%	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	**4.405**	596.511	-	-	-	-	**596.511**
Brasil	BRL	11,85%	11,24%	Sin Garantía	16.940	87.609	**104.549**	317.988	46.537	46.452	53.140	313.510	**777.627**
Colombia	COP	8,97%	8,68%	Sin Garantía	3.738	171.679	**175.417**	-	56.747	45.383	45.397	73.186	**220.713**
Total					**20.678**	**263.693**	**284.371**	**914.499**	**103.284**	**91.835**	**98.537**	**386.696**	**1.594.851**

- 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 30.06.2025								
										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	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	14,24%	13,39%	Al Vencimiento	934	-	**934**	-	-	-	39.273	82.541	**121.814**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	10,09%	9,73%	Al Vencimiento	589	47.329	**47.918**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	8,82%	8,54%	Al Vencimiento	741	-	**741**	-	-	-	39.168	-	**39.168**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	8,79%	8,51%	Al Vencimiento	272	-	**272**	-	-	48.960	-	-	**48.960**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	7,62%	7,41%	Al Vencimiento	457	-	**457**	-	61.200	-	-	-	**61.200**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	8,87%	8,59%	Al Vencimiento	206	-	**206**	-	48.947	-	-	-	**48.947**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	10,30%	9,93%	Al Vencimiento	479	88.867	**89.346**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	9,41%	9,10%	Al Vencimiento	453	-	**453**	-	-	-	39.762	-	**39.762**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	6	**6**	857	-	-	-	-	**857**
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	-	4.333	**4.333**	596.805	-	-	-	-	**596.805**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	11,60%	11,03%	Al Vencimiento	996	193.761	**194.757**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,90%	11,30%	Anual	1.409	-	**1.409**	-	-	56.510	56.510	39.674	**152.694**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	16,74%	15,58%	Anual	3.675	-	**3.675**	-	52.676	52.593	-	-	**105.269**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13,88%	13,07%	Anual	1.997	-	**1.997**	-	-	-	55.954	106.321	**162.275**
Total										**12.208**	**334.296**	**346.504**	**597.662**	**162.823**	**158.063**	**230.667**	**228.536**	**1.377.751**

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS$542.052 al 30 de junio de 2025 y MUS$777.627 al 31 de diciembre de 2024.

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 31.12.2024 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 6ª Emissão - 2 série (CEAR26) (1)	Brasil	BRL	12,43%	11,77%	Anual	74	30.955	**31.029**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	12,07%	11,45%	Al Vencimiento	748	-	**748**	-	-	-	-	102.546	**102.546**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13,21%	12,47%	Al Vencimiento	8.896	-	**8.896**	153.590	-	-	-	-	**153.590**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	10,25%	9,88%	Al Vencimiento	555	43.886	**44.441**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	670	45.397	**46.067**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	8,98%	8,69%	Al Vencimiento	708	-	**708**	-	-	-	-	36.318	**36.318**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	8,95%	8,66%	Al Vencimiento	267	-	**267**	-	-	-	45.397	-	**45.397**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	7,78%	7,56%	Al Vencimiento	433	-	**433**	-	56.747	-	-	-	**56.747**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,03%	8,74%	Al Vencimiento	205	-	**205**	-	-	45.383	-	-	**45.383**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	10,46%	10,07%	Al Vencimiento	473	82.396	**82.869**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	9,57%	9,24%	Al Vencimiento	427	-	**427**	-	-	-	-	36.868	**36.868**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	5	**5**	858	-	-	-	-	**858**
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	-	4.400	**4.400**	595.653	-	-	-	-	**595.653**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie (1)	Brasil	BRL	12,37%	11,72%	Anual	694	56.654	**57.348**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	9,53%	9,14%	Al Vencimiento	798	-	**798**	164.398	-	-	-	-	**164.398**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9,81%	9,39%	Anual	1.255	-	**1.255**	-	-	-	53.140	74.124	**127.264**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13,41%	12,65%	Anual	2.696	-	**2.696**	-	46.537	46.452	-	-	**92.989**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11,94%	11,33%	Anual	1.779	-	**1.779**	-	-	-	-	136.840	**136.840**
Total										**20.678**	**263.693**	**284.371**	**914.499**	**103.284**	**91.835**	**98.537**	**386.696**	**1.594.851**

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025								
					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	14,69%	13,74%	Con Garantía	17.488	195.389	**212.877**	20.995	198.857	186.349	115.410	-	**521.611**
Total					**17.488**	**195.389**	212.877	**20.995**	**198.857**	**186.349**	**115.410**	**-**	**521.611**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2024								
					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	10,95%	10,76%	Con Garantía	412	18.348	**18.760**	20.529	18.961	18.828	12.936	-	**71.254**
Total					**412**	**18.348**	18.760	**20.529**	**18.961**	**18.828**	**12.936**	**-**	71.254

- 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 30.06.2025								
										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 Emissáo - 1ª Série/2ª Série (1)	Brasil	BRL	11,22%	10,68%	Anual	1.104	20.466	**21.570**	20.176	20.176	20.176	20.369	-	**80.897**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A (Debêntures Damascena- Maniçoba)	Brasil	BRL	17,62%	16,34%	Semestral	8	975	**983**	819	600	604	-	-	**2.023**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debentures - 28ª Emissao - 1ª e 2ª série (1)	Brasil	BRL	13,54%	12,67%	Al Vencimiento	2.680	-	**2.680**	-	178.081	73.958	-	-	**252.039**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 9ª Emissao (1)	Brasil	BRL	16,53%	15,40%	Al Vencimiento	11.808	173.948	**185.756**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures 12ª Emissao (1)	Brasil	BRL	14,54%	13,63%	Al Vencimiento	1.888	-	**1.888**	-	-	91.611	95.041	-	**186.652**
Total										**17.488**	**195.389**	212.877	**20.995**	**198.857**	**186.349**	**115.410**	**-**	521.611

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 31.12.2024								
										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	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série (1)	Brasil	BRL	9,16%	8,79%	Anual	171	11.366	**11.537**	12.593	11.851	11.852	8.188	-	**44.484**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série (1)	Brasil	BRL	9,15%	8,78%	Anual	231	6.154	**6.385**	6.957	6.555	6.555	4.548	-	**24.615**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,76%	12,75%	Semestral	5	359	**364**	501	292	228	200	-	**1.221**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,73%	12,72%	Semestral	5	469	**474**	478	263	193	-	-	**934**
Total										**412**	**18.348**	18.760	**20.529**	**18.961**	**18.828**	**12.936**	**-**	71.254

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras item 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS$519.588 al 30 de junio de 2025 y MUS$69.099 al 31 de diciembre de 2024.

- 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 junio de 2025 asciende a MUS$ 2.467.720 (MUS$ 1.945.582 al 31 de diciembre de 2024). 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 30.06.2025										Total No Corriente
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento							
									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 X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Alagoinhas - SELT	Brasil	BRL	18,06%	Anual	-	180	**180**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Caruaru - SELT	Brasil	BRL	15,05%	Anual	-	966	**966**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	MÚTUO I Luz de Jaboatão - SELT	Brasil	BRL	15,05%	Anual	-	992	**992**						**-**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1,20%	Al Vencimiento	826	-	**826**	-	-	-	-	-	**-**
Total									**826**	**2.138**	**2.964**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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 31.12.2024										Total No Corriente
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento							
									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	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1,04%	Al Vencimiento	699	-	**699**	-	-	-	-	-	**-**
Total									**699**	**-**	**699**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

d) Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2025, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS$ 1.000.000 (MUS$ 1.100.000 al 31 de diciembre de 2024).

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 30.06.2025								
			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	6,00%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	47,10%	11.395	33.813	**45.208**	75.880	55.719	10.802	-	-	**142.401**
Perú	PEN	4,89%	458	37.600	**38.058**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	5,41%	31.146	-	**31.146**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	10,26%	49.883	340.760	**390.643**	378.858	519.209	296.416	194.350	756.772	**2.145.605**
Brasil	US$	5,34%	107.809	63.504	**171.313**	170.865	66.835	63.988	61.203	290.665	**653.556**
Brasil	BRL	9,11%	21.081	90.086	**111.167**	77.478	73.181	62.688	60.214	408.111	**681.672**
Brasil	EUR	8,56%	1.410	154.454	**155.864**	8.585	8.411	8.235	8.057	14.364	**47.652**
Total			**223.183**	**720.217**	**943.400**	**711.666**	**723.355**	**442.129**	**323.824**	**1.469.912**	**3.670.886**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			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	6,00%	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	US$	0,56%	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	ARS	41,00%	17.430	-	**17.430**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	10,58%	93.231	353.348	**446.579**	468.300	399.245	397.074	210.670	748.299	**2.223.588**
Brasil	US$	5,16%	135.908	187.973	**323.881**	166.882	68.433	65.521	62.500	307.613	**670.949**
Brasil	BRL	8,45%	17.480	52.108	**69.588**	66.212	63.853	56.007	51.302	374.874	**612.248**
Brasil	EUR	2,28%	286	9.534	**9.820**	7.623	7.466	7.314	7.157	14.990	**44.550**
Total			**264.344**	**602.963**	**867.307**	**709.017**	**538.997**	**525.916**	**331.629**	**1.445.776**	**3.551.335**

- 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 30.06.2025								
			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$	5,30%	6.147	18.243	**24.390**	608.682	-	-	-	-	**608.682**
Colombia	COP	8,83%	97.553	63.733	**161.286**	20.875	125.052	59.469	85.330	-	**290.726**
Brasil	BRL	13,31%	48.730	517.511	**566.241**	161.814	381.828	386.271	329.729	273.452	**1.533.094**
Total			**152.430**	**599.487**	**751.917**	**791.371**	**506.880**	**445.740**	**415.059**	**273.452**	**2.432.502**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			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$	5,30%	6.014	18.376	**24.390**	620.778	-	-	-	-	**620.778**
Colombia	COP	8,68%	8.876	193.200	**202.076**	19.615	119.902	11.021	52.981	75.389	**278.908**
Brasil	BRL	11,00%	26.074	178.933	**205.007**	403.853	121.425	113.304	104.249	361.994	**1.104.825**
Total			**40.964**	**390.509**	**431.473**	**1.044.246**	**241.327**	**124.325**	**157.230**	**437.383**	**2.004.511**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.06.2025								
			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	12,34%	826	2.138	**2.964**	-	-	-	-	-	**-**
Total			**826**	**2.138**	**2.964**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			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	1,04%	699	-	**699**	-	-	-	-	-	**-**
Total			**699**	**-**	**699**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

20. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Pasivos por arrendamientos	60.951	31.610	272.966	183.246
Total	**60.951**	**31.610**	**272.966**	**183.246**

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 30.06.2025							
									Vencimiento			Vencimiento					
									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
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7,90%	Mensual	558	1.245	**1.803**	1.586	1.770	1.829	1.889	11.072	**18.146**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	11,49%	Anual	343	7	**350**	22	31	34	39	2.020	**2.146**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	11,63%	Anual	326	14	**340**	46	27	31	34	2.603	**2.741**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	11,63%	Anual	182	9	**191**	27	16	18	20	1.427	**1.508**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	11,63%	Anual	169	116	**285**	20	12	13	15	1.056	**1.116**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	13,79%	Anual	185	4	**189**	21	13	15	17	1.387	**1.453**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	11,76%	Anual	29	6	**35**	20	12	13	15	1.212	**1.272**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	12,24%	Mensual	142	233	**375**	260	295	334	378	3.221	**4.488**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	12,25%	Mensual	91	112	**203**	213	241	273	309	2.590	**3.626**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	12,24%	Mensual	69	81	**150**	155	176	199	225	1.971	**2.726**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	10,63%	Anual	80	2	**82**	25	15	17	18	1.469	**1.544**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	11,74%	Anual	158	7	**165**	24	14	16	18	1.281	**1.353**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	471	1.320	**1.791**	1.861	-	-	-	-	**1.861**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,17%	Mensual	321	876	**1.197**	918	134	98	109	738	**1.997**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	15,03%	Trimestral	3	1	**4**	2	1	1	2	113	**119**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11,81%	Anual	240	41	**281**	49	30	34	36	2.615	**2.764**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11,70%	Semestral	10	1	**11**	5	3	3	4	180	**195**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	15,40%	Mensual	404	1.395	**1.799**	1.886	1.956	2.416	2.471	2.897	**11.626**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.276	6.206	**7.482**	3.458	-	-	-	-	**3.458**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	13,41%	Mensual	303	1.267	**1.570**	1.719	1.707	757	-	-	**4.183**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Rec. Regis Empreendimentos	Brasil	BRL	15,01%	Mensual	81	57	**138**	284	300	378	439	3.346	**4.747**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	2.573	10.219	**12.792**	14.086	14.998	11.077	-	-	**40.161**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	13,24%	Mensual	191	641	**832**	510	420	155	100	54	**1.239**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14,26%	Mensual	17	64	**81**	83	91	107	32	7	**320**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,36%	Mensual	78	148	**226**	202	213	235	95	3.300	**4.045**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	978	3.867	**4.845**	5.357	5.704	4.304	-	-	**15.365**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Socia	Brasil	BRL	17,92%	Mensual	141	519	**660**	692	710	865	972	711	**3.950**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,64%	Mensual	381	1.692	**2.073**	2.193	1.936	186	-	-	**4.315**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	12,88%	Mensual	90	359	**449**	317	233	263	169	139	**1.121**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social	Brasil	BRL	8,64%	Mensual	229	973	**1.202**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	136	523	**659**	713	747	932	341	-	**2.733**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	13,38%	Mensual	956	4.481	**5.437**	5.109	2.119	204	-	-	**7.432**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	15,75%	Mensual	752	2.974	**3.726**	3.821	4.388	3.611	-	-	**11.820**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Otros acreedores varios	Brasil	BRL	14,42%	Mensual	116	451	**567**	540	440	417	359	496	**2.252**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	9	39	**48**	51	56	60	11	9	**187**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BCP_PE	Perú	US$	4,89%	Semestral	373	-	**373**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank_PE	Perú	PEN	5,41%	Semestral	391	-	**391**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	5,32%	Mensual	207	529	**736**	338	333	107	-	-	**778**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Renta Autos S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	183	-	**183**	-	-	-	-	963	**963**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	340	-	**340**	-	-	-	-	1.787	**1.787**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	51	133	**184**	45	45	42	122	877	**1.131**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	75	205	**280**	48	48	48	137	899	**1.180**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	104	205	**309**	147	147	147	223	1.074	**1.738**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	39	-	**39**	-	-	-	-	1.091	**1.091**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	55	-	**55**	-	-	-	-	1.541	**1.541**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	36	-	**36**	-	-	-	-	1.027	**1.027**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	26	-	**26**	-	-	-	-	738	**738**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	9,68%	Anual	34	-	**34**	-	-	-	-	963	**963**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	6,69%	Mensual	19	56	**75**	163	174	186	134	200	**857**
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,04%	Mensual	27	105	**132**	145	154	151	-	-	**450**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	304	702	**1.006**	1.581	1.665	2.086	765	-	**6.097**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	41	36	**77**	10	25	15	17	789	**856**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	35	37	**72**	22	33	29	33	591	**708**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	34	37	**71**	51	54	68	78	1.850	**2.101**
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	7	11	1.296	**1.328**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Emprendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,36%	Mensual	25	9	**34**	14	14	17	21	1.965	**2.031**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	17	7	**24**	10	11	14	16	1.172	**1.223**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Espolio de Cirilo Benvindo de Souza	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	17	9	**26**	11	11	13	16	1.444	**1.495**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	23	17	**40**	23	24	31	36	1.430	**1.544**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	39	41	**80**	55	59	76	88	2.048	**2.326**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potengy Energias Renovaveis	Brasil	BRL	11,26%	Mensual	6	13	**19**	16	17	23	26	322	**404**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	55	32	**87**	42	42	52	59	4.313	**4.508**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	30	17	**47**	23	23	28	33	2.473	**2.580**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	1	**12**	2	2	3	4	940	**951**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	11	2	**13**	2	2	3	3	942	**952**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	434	1.051	**1.485**	1.072	1.254	1.320	1.470	3.466	**8.582**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servi	Brasil	BRL	13,77%	Mensual	192	283	**475**	1.065	1.113	902	-	-	**3.080**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	14	2	**16**	2	3	4	4	1.205	**1.218**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Silvia Maria Pinto de Carvalho	Brasil	BRL	11,31%	Mensual	33	7	**40**	9	21	11	12	1.078	**1.131**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	16,74%	Anual	467	471	**938**	742	811	55	66	1.146	**2.820**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	-	91	**91**	27	61	35	35	1.673	**1.831**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	630	413	**1.043**	589	536	583	667	40.572	**42.947**
Total									**16.486**	**44.465**	**60.951**	**52.536**	**45.497**	**34.951**	**12.193**	**127.789**	**272.966**

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	de Tipo Amortización	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	7,09%	Mensual	519	1.145	**1.664**	1.563	1.615	1.668	1.724	11.144	**17.714**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	11,49%	Mensual	206	6	**212**	9	40	26	29	1.883	**1.987**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	12,52%	Mensual	153	13	**166**	19	22	24	27	2.451	**2.543**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	11,13%	Mensual	84	8	**92**	11	13	14	16	1.346	**1.400**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	11,13%	Mensual	96	107	**203**	8	9	10	12	995	**1.034**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	13,79%	Mensual	69	6	**75**	9	10	11	13	1.316	**1.359**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13,47%	Mensual	101	5	**106**	9	10	11	12	1.224	**1.266**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	11,58%	Mensual	112	177	**289**	238	267	299	334	3.136	**4.274**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	11,59%	Mensual	78	104	**182**	185	208	233	261	2.448	**3.335**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	11,58%	Mensual	61	79	**140**	25	158	177	198	1.924	**2.482**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	10,62%	Mensual	154	10	**164**	14	15	17	19	1.471	**1.536**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	11,49%	Mensual	63	6	**69**	10	11	13	14	1.340	**1.388**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S.	Colombia	COP	10,84%	Mensual	411	1.127	**1.538**	1.720	774	-	-	-	**2.494**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11,53%	Mensual	559	1.060	**1.619**	1.044	499	201	128	3.371	**5.243**
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	15,03%	Trimestral	4	5	**9**	1	1	1	1	105	**109**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	359	1.188	**1.547**	1.606	1.829	1.898	2.286	3.711	**11.330**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.100	5.204	**6.304**	6.112	-	-	-	-	**6.112**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhoes	Brasil	BRL	11,72%	Mensual	157	679	**836**	911	868	317	-	-	**2.096**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Michel Esper Saad Junior	Brasil	BRL	13,83%	Mensual	33	139	**172**	187	210	115	-	-	**512**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,17%	Mensual	362	398	**760**	108	50	48	12	-	**218**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,42%	Mensual	10	34	**44**	41	53	55	59	9	**217**
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,67%	Mensual	52	67	**119**	100	114	119	113	2.491	**2.937**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - Faelce	Brasil	BRL	17,92%	Mensual	122	432	**554**	578	649	664	810	1.069	**3.770**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,64%	Mensual	325	1.401	**1.726**	1.754	1.880	966	-	-	**4.600**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,90%	Mensual	241	390	**631**	348	225	207	220	172	**1.172**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridad Social	Brasil	BRL	8,64%	Mensual	196	958	**1.154**	465	-	-	-	-	**465**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	12,61%	Mensual	824	3.696	**4.520**	4.699	3.074	1.056	-	-	**8.829**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,15%	Mensual	122	446	**568**	609	700	733	759	40	**2.841**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,41%	Mensual	185	374	**559**	447	320	249	219	520	**1.755**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	2	7	**9**	7	11	11	13	12	**54**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US$	4,95%	Mensual	99	295	**394**	132	132	9	-	-	**273**
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	US$	5,50%	Mensual	60	180	**240**	71	66	8	-	-	**145**
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	10	-	**10**	-	-	-	-	1.370	**1.370**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US$	8,87%	Anual	41	123	**164**	19	19	16	96	826	**978**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Caaritzzzia Ramos	Panamá	US$	8,87%	Anual	65	195	**260**	22	22	22	111	847	**1.024**
Extranjero	Enel Renovable, S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US$	8,87%	Anual	50	152	**202**	17	17	17	95	815	**961**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Institudo Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	US$	7,20%	Anual	27	-	**27**	-	-	-	-	1.266	**1.266**
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US$	7,20%	Mensual	39	-	**39**	-	-	-	-	1.772	**1.772**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Rosario Pecul, S.A.	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	22	-	**22**	-	-	-	-	650	**650**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US$	9,68%	Mensual	30	-	**30**	-	-	-	-	910	**910**
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US$	9,68%	Anual	29	-	**29**	-	-	-	-	866	**866**
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US$	8,50%	Mensual	12	39	**51**	55	60	66	71	238	**490**
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	US$	6,75%	Anual	42	126	**168**	67	69	69	69	890	**1.164**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	262	948	**1.210**	1.199	1.502	1.581	1.631	6	**5.919**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	139	-	**139**	8	10	23	13	852	**906**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	20	25	**45**	33	37	38	49	1.164	**1.321**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	27	16	**43**	23	27	31	40	1.431	**1.552**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associacao Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Productores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	13,84%	Mensual	15	2	**17**	5	5	5	7	1.071	**1.093**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Emprendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,36%	Mensual	19	6	**25**	7	7	7	8	1.550	**1.579**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14,09%	Mensual	14	2	**16**	3	4	5	5	898	**915**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Espolio de Cirilo Benvindo de Souza	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	15	7	**22**	9	11	11	13	1.431	**1.475**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	19	7	**26**	9	11	12	16	1.039	**1.087**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,28%	Mensual	31	19	**50**	27	32	34	45	1.654	**1.792**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potengy Energias Renovaveis	Brasil	BRL	12,14%	Mensual	17	27	**44**	39	43	44	52	987	**1.165**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fazenda Araucaria Empreendimento	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	48	27	**75**	35	40	41	51	4.268	**4.435**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maestro Holding de Energia Ltda.	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	27	15	**42**	19	22	22	27	2.341	**2.431**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agenor Alves Moreira	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	10	1	**11**	2	2	2	3	933	**942**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Alaide Gomes Amorim	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	10	1	**11**	2	2	2	3	936	**945**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Liftra APS	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	246	461	**707**	425	474	552	583	445	**2.479**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	José Mariano Nunes Junior	Brasil	BRL	11,83%	Mensual	12	2	**14**	2	2	2	4	1.197	**1.207**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,83%	Anual	33	516	**549**	580	599	4	3	60	**1.246**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	-	61	**61**	11	11	86	55	1.670	**1.833**
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,39%	Mensual	574	262	**836**	353	393	406	562	40.271	**41.985**
Total									**8.824**	**22.786**	**31.610**	**26.011**	**17.254**	**12.258**	**10.891**	**116.832**	**183.246**

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 30.06.2025								
			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	
Perú	US$	4,89%	373	-	**373**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	5,41%	391	-	**391**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	11,71%	3.115	8.932	**12.047**	13.539	10.214	9.459	8.745	50.019	**91.976**
Brasil	BRL	12,74%	20.416	60.411	**80.827**	73.055	64.972	43.235	19.115	553.293	**753.670**
Panamá	US$	7,80%	110	1.631	**1.741**	745	717	691	539	6.804	**9.496**
Guatemala	US$	8,26%	343	1.016	**1.359**	4.446	1.391	914	650	3.884	**11.285**
Costa Rica	US$	6,69%	34	101	**135**	260	246	232	149	117	**1.004**
Total			**24.782**	**72.091**	**96.873**	**92.045**	**77.540**	**54.531**	**29.198**	**614.117**	**867.431**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2024								
			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	
Colombia	COP	11,49%	2.895	8.520	**11.415**	12.836	10.433	8.763	8.079	50.677	**90.788**
Brasil	BRL	12,69%	9.991	29.293	**39.284**	36.547	25.952	20.998	17.236	419.620	**520.353**
Panamá	US$	7,80%	101	1.777	**1.878**	588	567	548	526	6.694	**8.923**
Guatemala	US$	7,70%	172	502	**674**	3.020	983	944	904	4.620	**10.471**
Costa Rica	US$	8,50%	23	69	**92**	96	95	95	95	269	**650**
Total			**13.182**	**40.161**	**53.343**	**53.087**	**38.030**	**31.348**	**26.840**	**481.880**	**631.185**

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 30.06.2025 %	al 31.12.2024 %
Tasa de interés fija	24%	24%

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

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 primer semestre de 2025, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

21.3 Riesgo de commodities

Al 30 de junio de 2025, el Grupo Enel Américas continúa expuesto al riesgo de variaciones en los precios de ciertos commodities, principalmente a través de:

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

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo ha logrado minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer semestre de 2025.

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

Al 30 de junio de 2025, 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 junio 2025, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.574.792 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de MUS$ 3.076.085 en efectivo y otros medios equivalentes.

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$ 416.960.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025			
	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
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.064.097	-	-
Instrumentos derivados	489	-	-	56.187
Otros activos de carácter financiero	145.078	24.970	-	-
Total Corriente	**145.567**	**3.089.067**	**-**	**56.187**
Instrumentos de patrimonio	-	-	15.987	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	394.645	-	-
Instrumentos derivados	69.345	-	-	72.905
Otros activos de carácter financiero	4.985.668	356.957	-	-
Total No Corriente	**5.055.013**	**751.602**	**15.987**	**72.905**
Total	**5.200.580**	**3.840.669**	**15.987**	**129.092**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024			
	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
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.696.591	-	-
Instrumentos derivados	13.741	-	-	52.968
Otros activos de carácter financiero	181.038	17.221	-	-
Total Corriente	**194.779**	**2.713.812**	**-**	**52.968**
Instrumentos de patrimonio	-	-	11.576	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	238.727	-	-
Instrumentos derivados	76.448	-	-	114.030
Otros activos de carácter financiero	4.070.019	317.072	-	-
Total No Corriente	**4.146.467**	**555.799**	**11.576**	**114.030**
Total	**4.341.246**	**3.269.611**	**11.576**	**166.998**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.221.382	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.272.749	-
Instrumentos derivados	37.597	-	23.537
Otros pasivos de carácter financiero	616	60.951	-
Total Corriente	**38.213**	**5.555.082**	**23.537**
Préstamos que devengan interés	-	4.513.927	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.781.873	-
Instrumentos derivados	3.582	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	272.966	-
Total No Corriente	**3.582**	**6.568.766**	**-**
Total	**41.795**	**12.123.848**	**23.537**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	939.324	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.960.816	-
Instrumentos derivados	29.503	-	5.556
Otros pasivos de carácter financiero	9	31.610	-
Total Corriente	**29.512**	**5.931.750**	**5.556**
Préstamos que devengan interés	-	4.182.308	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.342.864	-
Instrumentos derivados	-	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	183.246	-
Total No Corriente	**-**	**5.708.418**	**-**
Total	**29.512**	**11.640.168**	**5.556**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025				al 31.12.2024			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	**51.371**	**50.054**	**8.483**	**-**	**2.667**	**57.753**	**4.399**	**-**
Cobertura flujos de caja	4.766	-	-	-	2.667	4.248	-	-
Cobertura de valor razonable	46.605	50.054	8.483	-	-	53.505	4.399	-
Cobertura de tipo de cambio:	**5.305**	**92.196**	**52.651**	**3.582**	**64.042**	**132.725**	**30.660**	**-**
Cobertura de flujos de caja	2.714	62.039	37.748	2.048	43.537	83.691	16.515	-
Cobertura de valor razonable	2.591	30.157	14.903	1.534	20.505	49.034	14.145	-
Total	**56.676**	**142.250**	**61.134**	**3.582**	**66.709**	**190.478**	**35.059**	**-**

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025				al 31.12.2024			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos de cobertura de deuda	56.628	142.250	39.032	3.582	56.594	190.478	34.425	-
Instrumentos de cobertura de inversión	42	-	2.105	-	9.100	-	395	-
Instrumentos de cobertura de ingresos operacionales	6	-	1.045	-	1.015	-	239	-
Otros	-	-	18.952	-	-	-	-	-
TOTAL	**56.676**	**142.250**	**61.134**	**3.582**	**66.709**	**190.478**	**35.059**	**-**

- 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 30.06.2025	al 31.12.2024
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	10.502	6.302
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	82.439	45.415
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	5.034	30.738
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	58.290	129.805
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	(18.952)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(1.039)	776
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	387
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	(2.063)	8.705

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 junio de 2025 y 2024.

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

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025				al 31.12.2024			
	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 (1)	5.012	-	616	-	4.243	-	9	-

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, planta y equipo. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025							
	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:	**92.942**	**542.492**	**-**	**-**	**68.718**	**91.624**	**388.485**	**1.091.319**
Cobertura de flujos de caja	4.766	542.492	-	-	68.718	91.624	388.485	1.091.319
Cobertura de valor razonable	88.176	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**41.269**	**6.021.270**	**158.887**	**61.878**	**36.492**	**36.492**	**221.148**	**6.536.167**
Cobertura de flujos de caja	24.957	5.743.645	88.992	15.668	15.668	15.668	48.065	5.927.706
Cobertura de valor razonable	16.312	277.625	69.895	46.210	20.824	20.824	173.083	608.461
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.396	56.318	-	-	-	-	-	56.318
Total	**138.607**	**6.620.080**	**158.887**	**61.878**	**105.210**	**128.116**	**609.633**	**7.683.804**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024							
	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:	**56.021**	**274.692**	**219.913**	**-**	**-**	**-**	**342.361**	**836.966**
Cobertura de flujos de caja	6.915	274.692	219.913	-	-	-	342.361	836.966
Cobertura de valor razonable	49.106	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**166.107**	**564.237**	**122.567**	**36.180**	**13.808**	**13.808**	**287.837**	**1.038.437**
Cobertura de flujos de caja	110.713	415.845	76.064	13.808	13.808	13.808	49.263	582.596
Cobertura de valor razonable	55.394	148.392	46.503	22.372	-	-	238.574	455.841
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.234	11.851	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	11.851
Total	**226.362**	**850.780**	**342.480**	**36.180**	**13.808**	**13.808**	**630.198**	**1.887.254**

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 Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025	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	**69.519**	-	69.519	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**129.407**	-	129.407	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**5.012**	-	5.012	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**15.987**	-	15.987	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**5.125.734**	140.069	4.985.665	-
Total	**5.345.659**	**140.069**	**5.205.590**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**39.796**	-	39.796	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**24.920**	-	24.920	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**616**	-	616	-
Total	**65.332**	**-**	**65.332**	**-**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024	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	**134.144**	-	134.144	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**123.043**	-	123.043	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**4.243**	-	4.243	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	**11.576**	-	11.576	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	**4.246.814**	176.798	4.070.016	-
Total	**4.519.820**	**176.798**	**4.343.022**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	**16.515**	-	16.515	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	**18.544**	-	18.544	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	**9**	-	9	-
Total	**35.068**	**-**	**35.068**	**-**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	883.302	799.387	5.288	4.787
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.875	949	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.147.087	1.021.830	24.930	33.392
Cuentas por pagar por compra de activos	77.728	78.751	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	366.195	414.699	296.502	306.872
Sub total	**2.476.187**	**2.315.616**	**326.720**	**345.051**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	225.682	143.143	-	-
Multas y reclamaciones (2)	48.846	58.623	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	105.696	90.793	54.713	45.022
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	49.745	17.209	-	-
Cuentas por pagar al personal	148.468	216.367	50	129
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	74.535	247.108	960.399	712.580
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	246.052	391.116	312.488	138.319
Otras cuentas por pagar	375.153	214.718	99.558	50.486
Sub total	**1.274.177**	**1.379.077**	**1.427.208**	**946.536**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**3.750.364**	**3.694.693**	**1.753.928**	**1.291.587**

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

(1) Al 30 de junio de 2025, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS$304.917 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$377.250 al 31 de diciembre de 2024), MUS$ 287.801 de cuentas por pagar por compra de energía refinanciadas según las actas acuerdo de regularización de obligaciones (MUS$ 328.697 al 31 de diciembre de 2024) y MUS$69.978 correspondiente a Beneficio Tasa Subsidiada (MUS$15.624 al 31 de diciembre 2024). Ver nota 35.5 (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de junio de 2025, se incluye MUS$45.060 (MUS$47.008 al 31 de diciembre de 2024) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

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

(4) ver nota 9 Activos sectoriales Brasil.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, se expone en Anexo 4.

24. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Por reclamaciones legales (*)	51.542	43.546	378.001	326.984
Provisiones por Impuestos	7.809	5.244	76.946	69.956
Por desmantelamiento o restauración (**)	1.222	2.289	14.458	10.598
Provisión Medio Ambiente (***)	48.389	38.480	155.393	139.172
Otras provisiones	84.223	67.919	58.628	54.834
Total	**193.185**	**157.478**	**683.426**	**601.544**

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

(**) Al 30 de junio de 2025, 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 01.01.2025	**370.530**	**75.200**	**12.887**	**300.405**	**759.022**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	57.911	912	1.882	9.000	**69.705**
Provisión Utilizada	(52.251)	(734)	(606)	(9.204)	**(62.795)**
Actualización efectos	31.510	248	403	23.230	**55.391**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	45.182	9.131	1.114	23.360	**78.787**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(23.339)	(2)	-	(158)	**(23.499)**
Total Movimientos en Provisiones	**59.013**	**9.555**	**2.793**	**46.228**	**117.589**
Saldo final al 30.06.2025	**429.543**	**84.755**	**15.680**	**346.633**	**876.611**

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 01.01.2024	**441.945**	**152.402**	**21.071**	**190.201**	**805.619**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	126.647	(37.597)	(5.433)	178.219	**261.836**
Provisión Utilizada	(106.201)	(1.096)	(1.411)	(63.964)	**(172.672)**
Actualización efectos	63.073	(11.326)	1.389	41.966	**95.102**
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(98.271)	(25.437)	(2.729)	(44.680)	**(171.117)**
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(56.663)	(1.746)	-	(1.337)	**(59.746)**
Total Movimientos en Provisiones	**(71.415)**	**(77.202)**	**(8.184)**	**110.204**	**(46.597)**
Saldo final al 31.12.2024	**370.530**	**75.200**	**12.887**	**300.405**	**759.022**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 30.06.2025	al 31.12.2024
Obligaciones post empleo	3.089.331	2.656.290
(-) Plan de activos (*)	(2.442.842)	(1.920.053)
Total	**646.489**	**736.237**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	80.076	83.762
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	10.446	47.141
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**737.011**	**867.140**

(i) Obligaciones Post Empleo, neto

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Planes de Pensión	667.948	804.867
Planes de Salud	48.936	41.853
Otros Planes	20.127	20.420
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**737.011**	**867.140**

(*) 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. y Enel Distribución Río S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$ 70.822 y MUS$9.254 respectivamente al 30 de junio de 2025 (MUS$ 65.594 y MUS$ 18.168 al 31 de diciembre de 2024, respectivamente). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF, 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 junio de 2025 se registraron MUS$ 10.446 y MUS$ 0, respectivamente (MUS$ 9.764 y MUS$ 37.377 al 31 de diciembre de 2024, 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 junio de 2025 y 2024, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.758	2.103
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	175.569	173.635
Ingresos por intereses activos del plan	(132.604)	(106.723)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	5.519	2.101
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**50.242**	**71.116**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	50.810	(125.006)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**101.052**	**(53.890)**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**1.600.122**
Costo Neto por Intereses	124.028
Costos de los Servicios en el Período	2.410
Beneficios Pagados en el Período	(26.161)
Aportaciones del Período	(434.863)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(484.311)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	276.868
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(24.917)
Cambios del Límite de Activo	57.803
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	49.053
Traspaso del personal	(1.447)
Diferencias de conversión	(271.445)
Saldo final al 31.12.2024	**867.140**
Costo Neto por Intereses	48.484
Costos de los Servicios en el Período	1.758
Beneficios Pagados en el Período	(5.192)
Aportaciones del Período	(319.375)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	70.864
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	21.126
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	21.566
Cambios del Límite de Activo	(18.276)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(44.470)
Diferencias de conversión	93.386
Saldo final al 30.06.2025	**737.011**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los periodos terminado al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**3.665.049**
Costo del servicio corriente	2.410
Costo por intereses	327.755
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(736.981)
Contribuciones pagadas	(393.053)
Traspaso del personal	(1.447)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(484.311)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	276.868
Saldo final al 31.12.2024	**2.656.290**
Costo del servicio corriente	1.758
Costo por intereses	175.569
Diferencia de conversión de moneda extranjera	343.615
Contribuciones pagadas	(179.891)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	70.864
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	21.126
Saldo final al 30.06.2025	**3.089.331**

Al 30 de junio de 2025, 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 2024), en un 96,76% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,14% al 31 de diciembre de 2024), en un 2,69% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,23% al 31 de diciembre de 2024), en un 0,51% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,57% al 31 de diciembre de 2024) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de Enel Panamá (0,02% al 31 de diciembre de 2024).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**(2.108.471)**
Ingresos por intereses	(207.688)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(24.917)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	488.994
Aportaciones del empleador	(434.863)
Contribuciones pagadas	366.892
Saldo final al 31.12.2024	**(1.920.053)**
Ingresos por intereses	(132.604)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	21.566
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(267.075)
Aportaciones del empleador	(319.375)
Contribuciones pagadas	174.699
Saldo final al 30.06.2025	**(2.442.842)**

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	al 30.06.2025		al 31.12.2024	
Acciones (renta variable)	128.617	5,27%	100.267	5,22%
Activos de renta fija	2.151.513	88,07%	1.690.210	88,03%
Inversiones inmobiliarias	62.538	2,56%	51.225	2,67%
Otros	100.174	4,10%	78.351	4,08%
Total	**2.442.842**	**100%**	**1.920.053**	**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 Río S.A. y Enel Distribución Ceará 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 30.06.2025	al 31.12.2024
Inmuebles	23.124	20.989
Total	**23.124**	**20.989**

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$	
Saldo inicial al 01.01.2024	**38.516**
Intereses de Activo no reconocidos	3.504
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	57.803
Diferencias de Conversión	(16.061)
Saldo final al 31.12.2024	**83.762**
Intereses de Activo no reconocidos	4.293
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(18.276)
Diferencias de Conversión	10.297
Saldo final al 30.06.2025	**80.076**

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Tasas de descuento utilizadas	5,10%	5,10%	12,15% - 12,98%	12,15% - 12,98%	9,41% - 12,58%	8,21% - 12,39%	40,20%	40,20%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	5,02% - 5,55	5,02% - 5,55	8,44%	9,50%	33,10%	33,10%
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	8,74%	8,74%	12,62%	12,63%	0,26%	0,26%	1,33%	1,33%

- Sensibilización:

Al 30 de junio de 2025 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$23.879 en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$ 26.560 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 junio de 2025 y 2024 fueron de MUS$ 3.222 y MUS$ 3.117, 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$ 130.689.

- Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 11,83 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	264.270
2	238.238
3	220.306
4	203.724
5	189.315
6 a 10	1.792.149

- 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 el primer semestre de 2024, 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$277.166). Los pagos de las cuotas mensuales realizados en el primer semestre de 2024, no se vieron impactados por esta amortización extraordinaria y se produjeron en la fecha de vencimiento.

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 2024.

26. Patrimonio

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de junio de 2025 y 2024 asciende a MUS$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal. 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.

26.1.2 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

26.2 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 junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(1.197.280)	(1.077.048)
Enel Brasil S.A.	(2.940.910)	(3.214.504)
Enel Argentina S.A.	(846.733)	(767.279)
Hidroinvest S.A.	(154.426)	(136.208)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(211.640)	(247.594)
Enel Generación El Chocón S.A.	(489.216)	(488.508)
Enel Perú S.A.	12.240	3.808
Enel Generación Piura S.A.	(1.574)	-
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	(11.378)	(9.178)
Enel Costa Rica CAM S.A. (ex Enel Green Power Costa Rica S.A.)	(2.854)	(1.791)
Enel Guatemala S.A. (ex Enel Green Power Guatemala S.A.)	(6.973)	(6.349)
Otros	(10.502)	(11.404)
Total	**(5.861.246)**	**(5.956.055)**

Para mayor información, ver Nota 2.9.

26.3 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.

26.4 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 junio de 2025, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de su subsidiaria Enel Brasil asciende a MUS$ 104.697.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2025	Movimiento 2025	al 30.06.2025
Diferencias de cambio por conversión (a)	(7.251.790)	1.390.544	(5.861.246)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(4.852)	1.236	(3.616)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(2.888)	3.865	977
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)	147.903	(2.342.989)
Total	**(9.753.664)**	**1.546.790**	**(8.206.874)**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 01.01.2024	Movimiento 2024	al 30.06.2024
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.561.891)	(1.394.164)	(5.956.055)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(84.801)	69.797	(15.004)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(7.471)	1.871	(5.600)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	296.410	(300.213)	(3.803)
Otras reservas varias (d)	(3.137.066)	505.769	(2.631.297)
Total	**(7.494.819)**	**(1.116.940)**	**(8.611.759)**

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$

	2025	2024
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)	(456.349)
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)	2.876.139	2.587.994
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)
Otras reservas varias (11)	(79.393)	(79.556)
Total	**(2.342.989)**	**(2.631.297)**

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) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de junio de 2025 y 2024 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	%	Patrimonio		Resultado	
	al 30.06.2025	al 30.06.2025	al 31.12.2024	2025	2024
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	255.649	225.854	5.276	9.904
Enel Colombia S.A. E.S.P.	42,66%	1.433.893	1.405.785	156.116	156.022
Enel Distribución Perú S.A. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	12.374
Enel Generación Perú S.A. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	1.630
Chinango S.A.C. (ver nota 5.1)	0,00%	-	-	-	6.150
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	370.933	357.524	14.576	8.607
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	36.396	32.796	1.369	(14.074)
Enel Generación Piura S.A. (ver nota 5.1)	3,50%	2.683	2.845	258	473
Enel Fortuna S.A.	49,95%	224.602	230.279	20.369	8.094
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.734	4.675	59	(307)
Otros		17.618	17.081	(313)	1.668
Total		**2.346.508**	**2.276.839**	**197.710**	**190.541**

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 junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2025	2024
Ventas de energía	**4.994.514**	**5.159.112**
Generación	**1.476.031**	**1.521.328**
Clientes Regulados	560.081	575.891
Clientes no Regulados	678.194	707.840
Ventas de Mercado Spot	237.756	237.597
Distribución	**3.518.483**	**3.637.784**
Residenciales	2.011.375	2.016.866
Comerciales	886.795	929.357
Industriales	323.724	316.975
Otros Consumidores	296.589	374.586
Otras ventas	**11.201**	**10.944**
Ventas de gas	10.014	9.289
Ventas de productos y servicios	1.187	1.655
Otras prestaciones de servicios	**1.014.236**	**1.030.398**
Peajes	867.887	882.944
Prestaciones de servicios y asesorías negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	104.956	102.998
Otras prestaciones	41.393	44.456
Total Ingresos de actividades ordinarias	**6.019.951**	**6.200.454**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Otros Ingresos	2025	2024
Ingresos por contratos de construcción	453.479	382.517
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	123.677	113.363
Multas por retraso en las facturas de energía	24.903	31.768
Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (1)	98.877	-
Otros	67.343	20.665
Total Otros Ingresos	**768.279**	**548.313**

(1) Ver nota 35.5 (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 junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Compras de energía	(2.602.516)	(2.598.216)
Consumo de combustible	**(20.903)**	**(38.392)**
Gas	(11.926)	(7.039)
Petróleo	(2.883)	(1.284)
Carbón	(6.094)	(30.069)
Gastos de transporte	(601.880)	(671.892)
Costos por contratos de construcción	(451.333)	(381.467)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(200.129)	(198.450)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(3.876.761)**	**(3.888.417)**

29. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Sueldos y salarios	(209.193)	(203.224)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(4.980)	(5.220)
Seguridad social y otras cargas sociales	(136.354)	(121.379)
Otros gastos de personal	(9.368)	(913)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(359.895)**	**(330.736)**

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 junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Depreciación	(312.039)	(276.423)
Amortización	(288.060)	(282.962)
Total	**(600.099)**	**(559.385)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 5)	6.129	-	-	-	-	-	**6.129**	**-**
Propiedades, planta y equipo (ver nota 16)	(6)	(5.169)	-	-	-	-	**(6)**	**(5.169)**
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**6.123**	**(5.169)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6.123**	**(5.169)**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(9.208)	(2.227)	(162.287)	(134.019)	23	(42)	**(171.472)**	**(136.288)**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	**(9.208)**	**(2.227)**	**(162.287)**	**(134.019)**	**23**	**(42)**	**(171.472)**	**(136.288)**
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	**(3.085)**	**(7.396)**	**(162.287)**	**(134.019)**	**23**	**(42)**	**(165.349)**	**(141.457)**

31. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(225.315)	(254.548)
Otros suministros y servicios	(108.625)	(104.478)
Reparaciones y conservación	(92.161)	(83.639)
Gastos administrativos	(58.607)	(56.126)
Primas de seguros	(29.485)	(19.252)
Tributos y tasas	(19.135)	(15.277)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(7.845)	(5.761)
Gastos de viaje	(4.235)	(3.180)
Indemnizaciones y multas	(636)	(276)
Arrendamientos y cánones	(2.441)	(114)
Gastos de medio ambiente	(195)	(202)
Total	**(548.680)**	**(542.853)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024 fueron de MUS$ 24 y MUS$ 37, respectivamente.

32. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Disposiciones y bajas inmovilizado material	23	893
Utilidad en venta de inversión compañías ZE (1)	516	-
Otros	18	506
Total Otras ganancias (pérdidas)	**557**	**1.399**

(1) Ver Notas 2.5 iv) y 13

33. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados al 30 de junio de 2025 y 2024, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Efectivo y otros medios equivalentes	68.582	70.252
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Brasil)	1.147	1.201
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	23.446	28.207
Otros ingresos financieros (1)	97.275	125.100
Total Ingresos Financieros	**190.450**	**224.760**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	2025	2024
Costos Financieros	**(631.748)**	**(897.486)**
Préstamos bancarios	(147.557)	(162.603)
Obligaciones con el público	(99.133)	(128.938)
Pasivos por arrendamientos	(14.476)	(12.409)
Valoración derivados financieros	(25.886)	(93.176)
Actualizacion financiera de provisiones (2)	(55.391)	(49.348)
Gastos financieros activados	12.399	22.174
Obligación por beneficios post empleo (3)	(48.484)	(69.013)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.972)	(2.032)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(11.062)	(61.236)
Otros costos financieros (5)	(240.186)	(340.905)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**98.100**	**213.157**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**(23.787)**	**(77.246)**
Total Costos Financieros	**(557.435)**	**(761.575)**
Total Resultado Financiero	**(366.985)**	**(536.815)**

(1) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2025, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS$22.458 (MUS$15.521 al 30 de junio de 2024, ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiaria de generación argentina por MUS$0 (MUS$7.061 al 30 de junio de 2024), resultados por instrumentos derivados por MUS$14.339 (MUS$50.596 al 30 de junio de 2024), actualización monetaria por la mantención de depósitos en procesos judiciales por MUS$6.603 (MUS$6.894 al 30 de junio de 2024), actualización monetaria sobre impuestos (Brasil) MUS$23.882 (MUS$24.191 al 30 de junio de 2024) y otros ingresos por MUS$29.993 (MUS$20.837 al 30 de junio de 2024).

(2) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2025, principalmente se incluyen MUS$9.456 (MUS$11.387 al 30 de junio de 2024) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23) y actualización financiera de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS$33.325 (MUS$32.729 al 30 de junio de 2024).

(3) Ver Nota 25.2.c).

(4) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2025, son incluidos principalmente Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$8.332 (MUS$51.100 al 30 de junio de 2024) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS$2.730 (MUS$9.789 al 30 de junio de 2024) (ver nota 10.1.c).

(5) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2025, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS$63.299 (MUS$179.331 al 30 de junio de 2024), gastos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS$35.460 (MUS$46.570 al 30 de junio de 2024), costos bancarios por MUS$9.321 (MUS$21.415 al 30 de junio de 2024), costos financieros realizados provenientes de multas e intereses por

MUS$25.715 (MUS$22.963 al 30 de junio de 2024), actualización monetaria sobre impuestos (Brasil) MUS$19.888 (MUS$24.351 30 de junio de 2024) y otros por MUS$86.503 (MUS$46.275 al 30 de junio de 2024).

(*) 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 (*)	2025	2024
Inventario	5.630	19.909
Otros activos financieros no corrientes	-	3.924
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	213	349
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17.407	54.371
Propiedades, planta y equipo	331.607	1.054.561
Activos por impuestos diferidos	70.216	154.179
Pasivos por impuestos diferidos	(137.134)	(422.638)
Patrimonio Total	(198.352)	(684.108)
Ingresos	(42.609)	(73.477)
Costos	42.008	78.903
Resultado financiero	6.540	11.379
Otros Gastos Distintos a la operación	(670)	(2.127)
Impuesto Sobre Sociedades	3.244	17.932
Resultado por Hiperinflación (1)	**98.100**	**213.157**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**98.100**	**213.157**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2025	2024
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.674	418
Otros activos financieros	143.551	215.529
Otros activos no financieros	64.655	16.578
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	38.277	(49.731)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(235.533)	(187.967)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(32.016)	(64.738)
Otros pasivos no financieros	(6.395)	(7.335)
Total Diferencias de Cambio	**(23.787)**	**(77.246)**

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 cuatro 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 Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Centro América

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria, Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN (ver nota 5.6), Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Perú por nuestra subsidiaria Enel Generación Piura 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, con fecha 17 de febrero de 2023 y 14 de abril de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud, respectivamente, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, formaron parte de los resultados consolidados de Enel Américas. Ver nota 5.5.

Con fecha 19 de octubre de 2023, el Grupo enajenó el 100% de participación de la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que formaba parte de Enel Guatemala S.A.) y que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Centro América hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, formaron parte de los resultados consolidados de Enel. Ver nota 5.3.

Con fecha 9 de mayo de 2024 el Grupo enajenó su participación en las sociedades Enel Generación Perú y Chinango, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Perú hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades calificó como operaciones discontinuadas, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no

están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 5.1 y 39.

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.

Cabe destacar que, con fecha 12 de junio de 2024 el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Distribución Perú S.A. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), su venta calificó como operaciones discontinuadas, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no están incluidos en los resultados del segmento de Distribución que se detallan más adelante. Ver notas 5.1 y 39.

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;

[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.

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.

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes	**1.378.494**	**1.323.881**	**3.870.542**	**3.549.147**	**1.022.783**	**2.546.323**	**6.271.819**	**7.419.351**
Efectivo y equivalentes al efectivo	360.918	372.180	355.228	448.404	858.646	2.255.501	**1.574.792**	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	157.429	206.641	68.703	46.330	592	11.997	**226.724**	**264.968**
Otros activos no financieros, corriente	53.512	52.706	347.284	282.084	113.658	82.357	**514.454**	**417.147**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	409.672	320.769	2.518.566	2.319.117	119.244	36.080	**3.047.482**	**2.675.966**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	217.608	169.664	13.729	12.387	(214.722)	(167.076)	**16.615**	**14.975**
Inventarios corrientes	94.186	88.403	419.987	355.188	19.069	1.584	**533.242**	**445.175**
Activos por impuestos corrientes, corriente	34.572	62.793	146.981	85.578	126.085	130.668	**307.638**	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	50.597	50.725	64	59	211	195.212	**50.872**	**245.996**
Activos no corrientes	**11.259.756**	**10.118.146**	**15.070.532**	**13.317.456**	**889.448**	**629.384**	**27.219.736**	**24.064.986**
Otros activos financieros no corrientes	451.825	415.820	5.010.928	4.123.206	38.109	50.119	**5.500.862**	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	80.731	69.834	1.739.275	1.524.182	59.467	43.296	**1.879.473**	**1.637.312**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	140.041	79.143	222.797	108.986	31.805	28.318	**394.643**	**216.447**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	2	3	-	-	**2**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.024.266	973.703	7.339	12.921	(1.025.967)	(973.109)	**5.638**	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	398.145	387.607	2.591.415	2.420.989	144.795	126.700	**3.134.355**	**2.935.296**
Plusvalía	1.158	1.158	-	-	1.223.458	1.086.887	**1.224.616**	**1.088.045**
Propiedades, planta y equipo	9.004.768	8.051.150	4.759.480	4.549.056	178.198	103.315	**13.942.446**	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	7.097	6.224	-	-	**7.097**	**6.224**
Activos por derecho de uso	137.819	121.321	163.542	73.908	100.934	11.044	**402.295**	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	21.003	18.410	568.657	497.981	138.649	152.814	**728.309**	**669.205**
TOTAL ACTIVOS	**12.638.250**	**11.442.027**	**18.941.074**	**16.866.603**	**1.912.231**	**3.175.707**	**33.491.555**	**31.484.337**

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 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**
Pasivos Corrientes	**2.194.103**	**1.764.810**	**5.689.562**	**4.839.070**	**(1.593.578)**	**511.096**	**6.290.087**	**7.114.976**
Otros pasivos financieros corrientes	248.344	367.895	918.833	571.067	115.955	35.430	**1.283.132**	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	9.788	7.902	47.516	22.269	3.647	1.439	**60.951**	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	962.812	755.156	2.588.576	2.679.234	198.976	260.303	**3.750.364**	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	795.614	497.828	1.830.737	1.361.192	(2.054.221)	(593.295)	**572.130**	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	59.837	46.746	133.348	107.470	-	3.262	**193.185**	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	41.225	44.953	82.100	-	84.864	644.244	**208.189**	**689.197**
Otros pasivos no financieros corrientes	76.483	44.330	88.452	97.838	57.201	46.277	**222.136**	**188.445**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	113.436	**-**	**113.436**
Pasivos No Corrientes	**2.336.818**	**2.244.860**	**6.461.282**	**5.637.424**	**(8.305)**	**80.045**	**8.789.795**	**7.962.329**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.365.402	1.298.278	2.438.218	2.163.788	713.889	720.242	**4.517.509**	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	130.206	114.763	128.834	58.521	13.926	9.962	**272.966**	**183.246**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	49.673	47.671	1.704.250	1.243.909	5	7	**1.753.928**	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	291.487	346.711	510.054	360.693	(773.596)	(656.127)	**27.945**	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	190.320	175.267	489.066	424.547	4.040	1.730	**683.426**	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	256.371	215.893	477.927	535.122	32.347	3.114	**766.645**	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	28.555	21.645	707.467	844.488	989	1.007	**737.011**	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	24.804	24.632	5.466	6.356	95	110	**30.365**	**31.098**
Patrimonio Neto	**8.107.329**	**7.432.357**	**6.790.230**	**6.390.109**	**3.514.114**	**2.584.566**	**18.411.673**	**16.407.032**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**8.107.329**	**7.432.357**	**6.790.230**	**6.390.109**	**3.514.114**	**2.584.566**	**16.065.165**	**14.130.193**
Capital emitido y pagado	5.825.822	5.295.093	3.244.722	2.942.511	6.728.683	7.561.623	**15.799.227**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	100.191	133.096	1.189.388	1.111.783	7.183.233	6.839.751	**8.472.812**	**8.084.630**
Primas de emisión	28.903	26.800	-	-	(28.903)	(26.800)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	(51)	(45)	-	-	51	45	**-**	**-**
Otras reservas	2.152.464	1.977.413	2.356.120	2.335.815	(10.368.950)	(11.790.053)	**(8.206.874)**	**(9.753.664)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	**2.346.508**	**2.276.839**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**12.638.250**	**11.442.027**	**18.941.074**	**16.866.603**	**1.912.231**	**3.175.707**	**33.491.555**	**31.484.337**

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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Ingreso	**1.593.580**	**1.661.784**	**5.265.646**	**5.188.384**	**(70.996)**	**(101.401)**	**6.788.230**	**6.748.767**
Ingresos de actividades ordinarias	1.571.416	1.645.449	4.525.712	4.669.676	(77.177)	(114.671)	**6.019.951**	**6.200.454**
Ventas de energía	1.560.645	1.633.776	3.501.399	3.623.807	(67.530)	(98.471)	**4.994.514**	**5.159.112**
Otras ventas	8.406	9.600	805	1.236	1.990	108	**11.201**	**10.944**
Otras prestaciones de servicios	2.365	2.073	1.023.508	1.044.633	(11.637)	(16.308)	**1.014.236**	**1.030.398**
Otros ingresos	22.164	16.335	739.934	518.708	6.181	13.270	**768.279**	**548.313**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(667.757)**	**(742.477)**	**(3.317.017)**	**(3.260.061)**	**108.013**	**114.121**	**(3.876.761)**	**(3.888.417)**
Compras de energía	(497.742)	(539.698)	(2.208.659)	(2.163.996)	103.885	105.478	**(2.602.516)**	**(2.598.216)**
Consumo de combustible	(11.879)	(38.392)	-	-	(9.024)	-	**(20.903)**	**(38.392)**
Gastos de transporte	(117.150)	(129.653)	(506.898)	(569.244)	22.168	27.005	**(601.880)**	**(671.892)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(40.986)	(34.734)	(601.460)	(526.821)	(9.016)	(18.362)	**(651.462)**	**(579.917)**
Margen de Contribución	**925.823**	**919.307**	**1.948.629**	**1.928.323**	**37.017**	**12.720**	**2.911.469**	**2.860.350**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.732	4.895	71.175	76.707	811	3.497	**73.718**	**85.099**
Gastos por beneficios a los empleados	(43.648)	(45.209)	(291.370)	(257.242)	(24.877)	(28.285)	**(359.895)**	**(330.736)**
Otros gastos, por naturaleza	(89.974)	(113.876)	(421.761)	(401.374)	(36.945)	(27.603)	**(548.680)**	**(542.853)**
Resultado Bruto de Explotación	**793.933**	**765.117**	**1.306.673**	**1.346.414**	**(23.994)**	**(39.671)**	**2.076.612**	**2.071.860**
Gasto por depreciación y amortización	(164.972)	(156.251)	(416.289)	(390.788)	(18.838)	(12.346)	**(600.099)**	**(559.385)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	6.123	(5.169)	-	-	-	-	**6.123**	**(5.169)**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(9.208)	(2.227)	(162.287)	(134.019)	23	(42)	**(171.472)**	**(136.288)**
Resultado de Explotación	**625.876**	**601.470**	**728.097**	**821.607**	**(42.809)**	**(52.059)**	**1.311.164**	**1.371.018**
Resultado Financiero	**(98.700)**	**(175.441)**	**(361.527)**	**(302.215)**	**93.242**	**(59.159)**	**(366.985)**	**(536.815)**
Ingresos financieros	**41.560**	**49.858**	**123.326**	**146.774**	**25.564**	**28.128**	**190.450**	**224.760**
Efectivo y otros medios equivalentes	24.007	39.718	7.108	13.510	37.467	17.024	**68.582**	**70.252**
Otros ingresos financieros	17.553	10.140	116.218	133.264	(11.903)	11.104	**121.868**	**154.508**
Costos financieros	**(133.941)**	**(122.206)**	**(590.489)**	**(791.918)**	**92.682**	**16.638**	**(631.748)**	**(897.486)**
Préstamos bancarios	(125.784)	(143.671)	(19.762)	(16.577)	(2.011)	(2.355)	**(147.557)**	**(162.603)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(22.180)	(33.800)	(64.992)	(83.177)	(11.961)	(11.961)	**(99.133)**	**(128.938)**
Otros	14.023	55.265	(505.735)	(692.164)	106.654	30.954	**(385.058)**	**(605.945)**
Resultados por Unidades de Reajuste	(17.240)	(96.063)	132.396	353.513	(17.056)	(44.293)	**98.100**	**213.157**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**10.921**	**(7.030)**	**(26.760)**	**(10.584)**	**(7.948)**	**(59.632)**	**(23.787)**	**(77.246)**
Positivas	53.131	44.869	166.935	177.711	121.865	171.776	**341.931**	**394.356**
Negativas	(42.210)	(51.899)	(193.695)	(188.295)	(129.813)	(231.408)	**(365.718)**	**(471.602)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	185	(72)	(2.415)	65	**(2.230)**	**(7)**
Otras ganancias (pérdidas)	**726**	**34**	**-**	**53**	**(169)**	**1.312**	**557**	**1.399**
Resultado de Otras Inversiones	705	-	-	-	(171)	506	**534**	**506**
Resultados en Ventas de Activos	21	34	-	53	2	806	**23**	**893**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**527.902**	**426.063**	**366.755**	**519.373**	**47.849**	**(109.841)**	**942.506**	**835.595**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(168.614)	(127.002)	(96.153)	(197.487)	(47.868)	(33.155)	**(312.635)**	**(357.644)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**359.288**	**299.061**	**270.602**	**321.886**	**(19)**	**(142.996)**	**629.871**	**477.951**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	2.002.326	**-**	**2.002.326**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**359.288**	**299.061**	**270.602**	**321.886**	**(19)**	**1.859.330**	**629.871**	**2.480.277**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**359.288**	**299.061**	**270.602**	**321.886**	**(19)**	**1.859.330**	**629.871**	**2.480.277**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**432.161**	**2.289.736**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**197.710**	**190.541**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	77.023	351.007	909.422	673.578	(603.604)	(13.037)	**382.841**	**1.011.548**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(279.358)	(1.377.918)	(652.745)	(676.266)	131.166	5.122.056	**(800.937)**	**3.067.872**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(461.892)	483.679	173.810	(31.618)	(883.405)	(1.731.209)	**(1.171.487)**	**(1.279.148)**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes	**529.291**	**442.916**	**3.659.682**	**3.501.254**	**957.026**	**872.814**	**167.471**	**171.982**	**958.349**	**2.430.385**	**6.271.819**	**7.419.351**
Efectivo y equivalentes al efectivo	32.852	24.252	417.130	635.905	243.690	204.181	75.337	82.516	805.783	2.129.231	**1.574.792**	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	28.342	29.706	183.086	217.858	15.143	17.251	18	18	135	135	**226.724**	**264.968**
Otros activos no financieros, corriente	46.969	38.003	384.403	313.084	30.144	23.549	9.331	7.976	43.607	34.535	**514.454**	**417.147**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	375.556	288.736	2.103.810	1.893.154	500.061	440.681	60.398	53.043	7.657	352	**3.047.482**	**2.675.966**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	504	3.318	14.745	12.514	1.296	2.264	2.107	1.958	(2.037)	(5.079)	**16.615**	**14.975**
Inventarios corrientes	31.107	44.259	361.675	292.176	114.230	99.603	9.368	9.137	16.862	-	**533.242**	**445.175**
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.961	14.642	194.833	136.563	1.590	34.501	10.912	17.334	86.342	75.999	**307.638**	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	50.872	50.784	-	-	-	195.212	**50.872**	**245.996**
Activos no corrientes	**3.301.043**	**3.309.903**	**17.012.988**	**14.624.990**	**5.482.122**	**4.899.401**	**1.428.537**	**1.445.729**	**(4.954)**	**(215.037)**	**27.219.736**	**24.064.986**
Otros activos financieros no corrientes	15.648	11.253	5.400.745	4.487.748	16	4.285	84.453	85.859	-	-	**5.500.862**	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	187	123	1.802.450	1.564.899	50.910	52.751	15.869	14.737	10.057	4.802	**1.879.473**	**1.637.312**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	53.005	66.964	327.032	137.241	13.954	11.707	510	510	142	25	**394.643**	**216.447**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	577.064	556.889	287	444	1.938	9.757	356.224	356.224	(929.875)	(909.799)	**5.638**	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	124.304	125.369	2.702.106	2.494.688	144.250	144.337	161.285	169.123	2.410	1.779	**3.134.355**	**2.935.296**
Plusvalía	-	-	470.261	415.451	27.057	27.057	1.158	1.158	726.140	644.379	**1.224.616**	**1.088.045**
Propiedades, planta y equipo	2.530.671	2.536.369	5.375.761	4.769.295	5.185.836	4.593.001	792.531	803.939	57.647	917	**13.942.446**	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	7.097	6.224	-	-	-	-	-	-	**7.097**	**6.224**
Activos por derecho de uso	-	1.071	245.973	138.476	56.701	55.106	14.121	11.620	85.500	-	**402.295**	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	162	11.862	681.276	610.524	1.460	1.400	2.386	2.559	43.025	42.860	**728.309**	**669.205**
TOTAL ACTIVOS	**3.830.334**	**3.752.819**	**20.672.670**	**18.126.244**	**6.439.148**	**5.772.215**	**1.596.008**	**1.617.711**	**953.395**	**2.215.348**	**33.491.555**	**31.484.337**

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 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**	**al 30.06.2025**	**al 31.12.2024**
Pasivos Corrientes	**833.634**	**832.015**	**3.934.343**	**3.524.536**	**1.637.871**	**1.093.001**	**95.955**	**108.580**	**(211.716)**	**1.556.844**	**6.290.087**	**7.114.976**
Otros pasivos financieros corrientes	-	16.803	821.263	497.434	370.938	455.741	-	-	90.931	4.414	**1.283.132**	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	50.441	23.447	7.452	6.527	2.294	1.636	764	-	**60.951**	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	661.537	720.298	2.189.106	2.260.024	832.951	513.927	49.440	52.798	17.330	147.646	**3.750.364**	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	27.236	22.505	616.530	538.529	312.452	33.089	23.802	27.011	(407.890)	644.591	**572.130**	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	34.230	30.204	91.201	70.519	67.754	53.493	-	-	-	3.262	**193.185**	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	79.665	-	18.255	21.782	8.953	-	18.406	24.812	82.910	642.603	**208.189**	**689.197**
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	30.966	42.205	147.547	112.801	37.371	30.224	2.013	2.323	4.239	892	**222.136**	**188.445**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.436	**-**	**113.436**
Pasivos No Corrientes	**867.910**	**859.994**	**4.887.012**	**4.243.512**	**2.264.115**	**2.188.614**	**140.291**	**159.688**	**630.467**	**510.521**	**8.789.795**	**7.962.329**
Otros pasivos financieros no corrientes	95.355	-	2.055.585	1.807.267	1.768.906	1.778.530	-	-	597.663	596.511	**4.517.509**	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	210.123	123.216	49.055	48.163	13.788	11.867	-	-	**272.966**	**183.246**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	297.274	310.666	1.365.307	930.625	45.010	4.911	46.337	45.385	-	-	**1.753.928**	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	86.996	-	-	27.945	51.277	-	(86.996)	**27.945**	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	6.543	5.933	487.746	422.681	179.829	166.076	7.445	6.854	1.863	-	**683.426**	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	440.583	512.671	113.558	92.476	138.217	105.136	44.334	43.846	29.953	-	**766.645**	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.729	15.235	636.785	764.673	83.098	85.798	411	428	988	1.006	**737.011**	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.426	15.489	17.908	15.578	-	-	31	31	-	-	**30.365**	**31.098**
Patrimonio Neto	**2.128.790**	**2.060.810**	**11.851.315**	**10.358.196**	**2.537.162**	**2.490.600**	**1.359.762**	**1.349.443**	**534.644**	**147.983**	**18.411.673**	**16.407.032**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**2.128.790**	**2.060.810**	**11.851.315**	**10.358.196**	**2.537.162**	**2.490.600**	**1.359.762**	**1.349.443**	**534.644**	**147.983**	**16.065.165**	**14.130.193**
Capital emitido y pagado	2.246.248	2.254.887	9.598.182	8.392.744	160.397	148.727	1.032.451	1.032.451	2.761.949	3.970.418	**15.799.227**	**15.799.227**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(1.023.884)	(1.099.673)	260.061	697.033	227.047	354.201	260.715	250.393	8.748.873	7.882.676	**8.472.812**	**8.084.630**
Primas de emisión	-	-	547.537	483.722	27.725	25.708	-	-	(575.262)	(509.430)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	-	-	(20.342)	(17.971)	-	-	-	-	20.342	17.971	**-**	**-**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	906.426	905.596	1.465.877	802.668	2.121.993	1.961.964	66.596	66.599	(10.421.258)	(11.213.652)	**(8.206.874)**	**(9.753.664)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2.346.508**	**2.276.839**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**3.830.334**	**3.752.819**	**20.672.670**	**18.126.244**	**6.439.148**	**5.772.215**	**1.596.008**	**1.617.711**	**953.395**	**2.215.348**	**33.491.555**	**31.484.337**

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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Ingreso	**886.013**	**606.312**	**3.942.756**	**4.022.800**	**1.757.858**	**1.956.172**	**164.594**	**163.372**	**37.009**	**111**	**6.788.230**	**6.748.767**
Ingresos de actividades ordinarias	772.621	628.522	3.316.274	3.469.686	1.729.685	1.938.964	164.536	163.282	36.835	-	**6.019.951**	**6.200.454**
Ventas de energía	744.612	606.391	2.827.872	2.968.504	1.227.217	1.421.042	164.269	163.175	30.544	-	**4.994.514**	**5.159.112**
Otras ventas	332	288	96	158	8.636	10.486	178	12	1.959	-	**11.201**	**10.944**
Otras prestaciones de servicios	27.677	21.843	488.306	501.024	493.832	507.436	89	95	4.332	-	**1.014.236**	**1.030.398**
Otros ingresos	113.392	(22.210)	626.482	553.114	28.173	17.208	58	90	174	111	**768.279**	**548.313**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(512.246)**	**(393.665)**	**(2.482.635)**	**(2.378.517)**	**(816.841)**	**(1.033.527)**	**(49.007)**	**(82.708)**	**(16.032)**	**-**	**(3.876.761)**	**(3.888.417)**
Compras de energía	(442.244)	(346.425)	(1.578.623)	(1.457.894)	(541.898)	(723.862)	(36.896)	(70.035)	(2.855)	-	**(2.602.516)**	**(2.598.216)**
Consumo de combustible	-	-	(2)	(2)	(11.876)	(38.390)	-	-	(9.025)	-	**(20.903)**	**(38.392)**
Gastos de transporte	(26.967)	(12.169)	(386.942)	(465.682)	(174.001)	(182.325)	(11.087)	(11.716)	(2.883)	-	**(601.880)**	**(671.892)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(43.035)	(35.071)	(517.068)	(454.939)	(89.066)	(88.950)	(1.024)	(957)	(1.269)	-	**(651.462)**	**(579.917)**
Margen de Contribución	**373.767**	**212.647**	**1.460.121**	**1.644.283**	**941.017**	**922.645**	**115.587**	**80.664**	**20.977**	**111**	**2.911.469**	**2.860.350**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	11.787	18.830	41.085	44.653	20.835	21.497	11	119	-	-	**73.718**	**85.099**
Gastos por beneficios a los empleados	(103.119)	(102.698)	(181.861)	(156.804)	(65.537)	(62.946)	(6.239)	(6.840)	(3.139)	(1.448)	**(359.895)**	**(330.736)**
Otros gastos, por naturaleza	(113.861)	(97.050)	(307.421)	(331.721)	(108.520)	(96.611)	(9.392)	(9.782)	(9.486)	(7.689)	**(548.680)**	**(542.853)**
Resultado Bruto de Explotación	**168.574**	**31.729**	**1.011.924**	**1.200.411**	**787.795**	**784.585**	**99.967**	**64.161**	**8.352**	**(9.026)**	**2.076.612**	**2.071.860**
Gasto por depreciación y amortización	(85.994)	(72.832)	(374.360)	(347.762)	(109.763)	(113.907)	(25.343)	(24.884)	(4.639)	-	**(600.099)**	**(559.385)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(6)	(1.042)	-	-	6.129	-	-	(4.127)	-	-	**6.123**	**(5.169)**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(28.379)	(11.944)	(132.462)	(118.082)	(10.712)	(6.210)	92	(52)	(11)	-	**(171.472)**	**(136.288)**
Resultado de Explotación	**54.195**	**(54.089)**	**505.102**	**734.567**	**673.449**	**664.468**	**74.716**	**35.098**	**3.702**	**(9.026)**	**1.311.164**	**1.371.018**
Resultado Financiero	**22.640**	**42.696**	**(231.106)**	**(379.757)**	**(157.426)**	**(130.523)**	**(4.825)**	**(5.870)**	**3.732**	**(63.361)**	**(366.985)**	**(536.815)**
Ingresos financieros	**7.568**	**27.821**	**131.371**	**158.440**	**13.703**	**23.420**	**2.325**	**2.253**	**35.483**	**12.826**	**190.450**	**224.760**
Efectivo y otros medios equivalentes	2.729	13.116	22.867	35.397	7.329	8.808	166	90	35.491	12.841	**68.582**	**70.252**
Otros ingresos financieros	4.839	14.705	108.504	123.043	6.374	14.612	2.159	2.163	(8)	(15)	**121.868**	**154.508**
Costos financieros	**(82.601)**	**(209.280)**	**(347.788)**	**(471.172)**	**(176.447)**	**(151.414)**	**(6.176)**	**(8.310)**	**(18.736)**	**(57.310)**	**(631.748)**	**(897.486)**
Préstamos bancarios	(3.261)	(10)	(43.020)	(46.859)	(99.424)	(113.379)	-	-	(1.852)	(2.355)	**(147.557)**	**(162.603)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(70.100)	(89.401)	(17.072)	(27.576)	-	-	(11.961)	(11.961)	**(99.133)**	**(128.938)**
Otros	(79.340)	(209.270)	(234.668)	(334.912)	(59.951)	(10.459)	(6.176)	(8.310)	(4.923)	(42.994)	**(385.058)**	**(605.945)**
Resultados por Unidades de Reajuste	98.100	213.157	-	-	-	-	-	-	-	-	**98.100**	**213.157**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(427)**	**10.998**	**(14.689)**	**(67.025)**	**5.318**	**(2.529)**	**(974)**	**187**	**(13.015)**	**(18.877)**	**(23.787)**	**(77.246)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(55)	(42)	(205)	(276)	(1.327)	(970)	-	-	(643)	1.281	**(2.230)**	**(7)**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**18**	**-**	**518**	**53**	**1**	**34**	**20**	**1.312**	**557**	**1.399**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	18	-	516	-	-	-	-	506	**534**	**506**
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	2	53	1	34	20	806	**23**	**893**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**76.780**	**(11.435)**	**273.809**	**354.534**	**515.214**	**533.028**	**69.892**	**29.262**	**6.811**	**(69.794)**	**942.506**	**835.595**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(32.164)	(27.330)	(65.578)	(113.189)	(175.438)	(177.484)	(23.431)	(11.245)	(16.024)	(28.396)	**(312.635)**	**(357.644)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**44.616**	**(38.765)**	**208.231**	**241.345**	**339.776**	**355.544**	**46.461**	**18.017**	**(9.213)**	**(98.190)**	**629.871**	**477.951**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.002.326	**-**	**2.002.326**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**44.616**	**(38.765)**	**208.231**	**241.345**	**339.776**	**355.544**	**46.461**	**18.017**	**(9.213)**	**1.904.136**	**629.871**	**2.480.277**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**44.616**	(38.765)	**208.231**	241.345	**339.776**	355.544	**46.461**	18.017	**(9.213)**	1.904.136	**629.871**	**2.480.277**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora											**432.161**	**2.289.736**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras											**197.710**	**190.541**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(37.611)	104.283	279.858	485.557	687.490	358.553	40.527	42.654	(587.423)	20.501	**382.841**	**1.011.548**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(43.056)	(82.481)	(500.385)	(716.035)	(278.329)	(280.764)	(7.670)	(18.809)	28.503	4.165.961	**(800.937)**	**3.067.872**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	92.461	(35)	(54.889)	(228.502)	(386.222)	(216.598)	(40.034)	(10.147)	(782.803)	(823.866)	**(1.171.487)**	**(1.279.148)**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes	**82.751**	**85.703**	**858.098**	**852.706**	**270.175**	**213.905**	**167.471**	**171.982**	**(1)**	**(415)**	**1.378.494**	**1.323.881**
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.991	12.014	216.027	270.616	51.563	7.034	75.337	82.516	-	-	**360.918**	**372.180**
Otros activos financieros corrientes	16.453	28.563	130.804	163.619	10.154	14.441	18	18	-	-	**157.429**	**206.641**
Otros activos no financieros, corriente	1.186	3.122	26.382	33.215	16.613	8.393	9.331	7.976	-	-	**53.512**	**52.706**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	37.480	32.353	216.466	168.708	95.328	66.665	60.398	53.043	-	-	**409.672**	**320.769**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	80	53	214.158	166.720	1.264	1.348	2.107	1.958	(1)	(415)	**217.608**	**169.664**
Inventarios corrientes	-	-	40.184	40.844	44.634	38.422	9.368	9.137	-	-	**94.186**	**88.403**
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.561	9.598	14.077	8.984	22	26.877	10.912	17.334	-	-	**34.572**	**62.793**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	50.597	50.725	-	-	-	-	**50.597**	**50.725**
Activos no corrientes	**69.899**	**79.901**	**6.014.638**	**5.288.830**	**3.746.682**	**3.303.686**	**1.428.537**	**1.445.729**	**-**	**-**	**11.259.756**	**10.118.146**
Otros activos financieros no corrientes	15.645	11.250	351.727	318.676	-	35	84.453	85.859	-	-	**451.825**	**415.820**
Otros activos no financieros no corrientes	185	120	55.905	44.718	8.772	10.259	15.869	14.737	-	-	**80.731**	**69.834**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	53.005	66.964	72.603	5.639	13.923	6.030	510	510	-	-	**140.041**	**79.143**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	157	589	54.785	48.399	613.100	568.491	356.224	356.224	-	-	**1.024.266**	**973.703**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	16	176.224	161.071	60.620	57.397	161.285	169.123	-	-	**398.145**	**387.607**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	1.158	1.158	-	-	**1.158**	**1.158**
Propiedades, planta y equipo	850	839	5.202.633	4.624.286	3.008.754	2.622.086	792.531	803.939	-	-	**9.004.768**	**8.051.150**
Activos por derecho de uso	-	-	82.185	70.313	41.513	39.388	14.121	11.620	-	-	**137.819**	**121.321**
Activos por impuestos diferidos	41	123	18.576	15.728	-	-	2.386	2.559	-	-	**21.003**	**18.410**
TOTAL ACTIVOS	**152.650**	**165.604**	**6.872.736**	**6.141.536**	**4.016.857**	**3.517.591**	**1.596.008**	**1.617.711**	**(1)**	**(415)**	**12.638.250**	**11.442.027**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Pasivos Corrientes	**26.908**	**49.551**	**1.112.544**	**840.897**	**958.697**	**766.197**	**95.955**	**108.580**	**(1)**	**(415)**	**2.194.103**	**1.764.810**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	73.015	66.260	175.329	301.635	-	-	-	-	**248.344**	**367.895**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.328	2.679	4.166	3.587	2.294	1.636	-	-	**9.788**	**7.902**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.287	16.669	332.477	287.497	575.608	398.192	49.440	52.798	-	-	**962.812**	**755.156**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	4.109	26.702	637.115	435.924	130.589	8.606	23.802	27.011	(1)	(415)	**795.614**	**497.828**
Otras provisiones corrientes	-	-	-	147	59.837	46.599	-	-	-	-	**59.837**	**46.746**
Pasivos por impuestos corrientes	6.518	-	16.301	20.141	-	-	18.406	24.812	-	-	**41.225**	**44.953**
Otros pasivos no financieros corrientes	10.994	6.180	50.308	28.249	13.168	7.578	2.013	2.323	-	-	**76.483**	**44.330**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**13.242**	**14.490**	**1.019.132**	**978.674**	**1.164.153**	**1.092.008**	**140.291**	**159.688**	**-**	**-**	**2.336.818**	**2.244.860**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	571.431	525.851	793.971	772.427	-	-	-	-	**1.365.402**	**1.298.278**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	81.796	69.557	34.622	33.339	13.788	11.867	-	-	**130.206**	**114.763**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	3.336	2.286	-	-	46.337	45.385	-	-	**49.673**	**47.671**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	263.542	295.434	-	-	27.945	51.277	-	-	**291.487**	**346.711**
Otras provisiones no corrientes	-	-	10.189	8.261	172.686	160.152	7.445	6.854	-	-	**190.320**	**175.267**
Pasivo por impuestos diferidos	3.708	2.588	73.329	64.362	135.000	105.097	44.334	43.846	-	-	**256.371**	**215.893**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	270	224	-	-	27.874	20.993	411	428	-	-	**28.555**	**21.645**
Otros pasivos no financieros no corrientes	9.264	11.678	15.509	12.923	-	-	31	31	-	-	**24.804**	**24.632**
Patrimonio Neto	**112.500**	**101.563**	**4.741.060**	**4.321.965**	**1.894.007**	**1.659.386**	**1.359.762**	**1.349.443**	**-**	**-**	**8.107.329**	**7.432.357**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**112.500**	**101.563**	**4.741.060**	**4.321.965**	**1.894.007**	**1.659.386**	**1.359.762**	**1.349.443**	**-**	**-**	**8.107.329**	**7.432.357**
Capital emitido y pagado	213.253	212.966	4.419.700	3.900.930	160.418	148.746	1.032.451	1.032.451	-	-	**5.825.822**	**5.295.093**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(119.929)	(123.638)	97.563	244.971	(138.158)	(238.630)	260.715	250.393	-	-	**100.191**	**133.096**
Primas de emisión	-	-	-	-	28.903	26.800	-	-	-	-	**28.903**	**26.800**
Acciones propias en cartera	-	-	(51)	(45)	-	-	-	-	-	-	**(51)**	**(45)**
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras reservas	19.176	12.235	223.848	176.109	1.842.844	1.722.470	66.596	66.599	-	-	**2.152.464**	**1.977.413**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**152.650**	**165.604**	**6.872.736**	**6.141.536**	**4.016.857**	**3.517.591**	**1.596.008**	**1.617.711**	**(1)**	**(415)**	**12.638.250**	**11.442.027**

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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Ingreso	**27.391**	**23.221**	**607.644**	**573.341**	**793.975**	**901.872**	**164.594**	**163.372**	**(24)**	**(22)**	**1.593.580**	**1.661.784**
Ingresos de actividades ordinarias	27.391	23.196	602.780	561.853	776.733	897.118	164.536	163.282	(24)	-	**1.571.416**	**1.645.449**
Ventas de energía	25.318	21.255	602.475	561.755	768.583	887.591	164.269	163.175	-	-	**1.560.645**	**1.633.776**
Otras ventas	33	22	96	98	8.099	9.468	178	12	-	-	**8.406**	**9.600**
Otras prestaciones de servicios	2.040	1.919	209	-	51	59	89	95	(24)	-	**2.365**	**2.073**
Otros ingresos	-	25	4.864	11.488	17.242	4.754	58	90	-	(22)	**22.164**	**16.335**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(2.599)**	**(2.166)**	**(282.252)**	**(171.596)**	**(333.923)**	**(486.007)**	**(49.007)**	**(82.708)**	**24**	**-**	**(667.757)**	**(742.477)**
Compras de energía	(28)	(57)	(236.651)	(123.562)	(224.191)	(346.044)	(36.896)	(70.035)	24	-	**(497.742)**	**(539.698)**
Consumo de combustible	-	-	(2)	(2)	(11.877)	(38.390)	-	-	-	-	**(11.879)**	**(38.392)**
Gastos de transporte	-	12	(44.658)	(48.165)	(61.405)	(69.784)	(11.087)	(11.716)	-	-	**(117.150)**	**(129.653)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.571)	(2.121)	(941)	133	(36.450)	(31.789)	(1.024)	(957)	-	-	**(40.986)**	**(34.734)**
Margen de Contribución	**24.792**	**21.055**	**325.392**	**401.745**	**460.052**	**415.865**	**115.587**	**80.664**	**-**	**(22)**	**925.823**	**919.307**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	31	2.430	1.690	2.346	11	119	-	-	**1.732**	**4.895**
Gastos por beneficios a los empleados	(2.590)	(3.693)	(9.017)	(10.350)	(25.802)	(24.326)	(6.239)	(6.840)	-	-	**(43.648)**	**(45.209)**
Otros gastos, por naturaleza	(4.227)	(10.208)	(52.552)	(56.998)	(23.803)	(36.888)	(9.392)	(9.782)	-	-	**(89.974)**	**(113.876)**
Resultado Bruto de Explotación	**17.975**	**7.154**	**263.854**	**336.827**	**412.137**	**356.997**	**99.967**	**64.161**	**-**	**(22)**	**793.933**	**765.117**
Gasto por depreciación y amortización	(255)	(678)	(96.658)	(92.687)	(42.716)	(38.002)	(25.343)	(24.884)	-	-	**(164.972)**	**(156.251)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(6)	(1.042)	-	-	6.129	-	-	(4.127)	-	-	**6.123**	**(5.169)**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(5.857)	(2.308)	(3.443)	133	92	(52)	-	-	**(9.208)**	**(2.227)**
Resultado de Explotación	**17.714**	**5.434**	**161.339**	**241.832**	**372.107**	**319.128**	**74.716**	**35.098**	**-**	**(22)**	**625.876**	**601.470**
Resultado Financiero	**(5.175)**	**(72.809)**	**(21.584)**	**(35.154)**	**(67.116)**	**(61.608)**	**(4.825)**	**(5.870)**	**-**	**-**	**(98.700)**	**(175.441)**
Ingresos financieros	**2.094**	**12.674**	**33.750**	**28.720**	**3.399**	**6.226**	**2.325**	**2.253**	**(8)**	**(15)**	**41.560**	**49.858**
Efectivo y otros medios equivalentes	1.017	2.774	15.536	28.060	7.288	8.794	166	90	-	-	**24.007**	**39.718**
Otros ingresos financieros	1.077	9.900	18.214	660	(3.889)	(2.568)	2.159	2.163	(8)	(15)	**17.553**	**10.140**
Costos financieros	**(456)**	**(2.876)**	**(54.168)**	**(46.495)**	**(73.150)**	**(64.526)**	**(6.176)**	**(8.310)**	**9**	**1**	**(133.941)**	**(122.206)**
Préstamos bancarios	21	(9)	(26.381)	(30.283)	(99.424)	(113.379)	-	-	-	-	**(125.784)**	**(143.671)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(5.108)	(6.224)	(17.072)	(27.576)	-	-	-	-	**(22.180)**	**(33.800)**
Otros	(477)	(2.867)	(22.679)	(9.988)	43.346	76.429	(6.176)	(8.310)	9	1	**14.023**	**55.265**
Resultados por Unidades de Reajuste	(17.240)	(96.063)	-	-	-	-	-	-	-	-	**(17.240)**	**(96.063)**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**10.427**	**13.456**	**(1.166)**	**(17.379)**	**2.635**	**(3.308)**	**(974)**	**187**	**(1)**	**14**	**10.921**	**(7.030)**
Positivas	20.602	24.424	24.170	16.770	6.226	2.300	2.134	1.361	(1)	14	**53.131**	**44.869**
Negativas	(10.175)	(10.968)	(25.336)	(34.149)	(3.591)	(5.608)	(3.108)	(1.174)	-	-	**(42.210)**	**(51.899)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**-**	**-**	**705**	**-**	**1**	**34**	**20**	**-**	**726**	**34**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	705	-	-	-	-	-	**705**	**-**
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	-	1	34	20	-	**21**	**34**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**12.539**	**(67.375)**	**139.755**	**206.678**	**305.696**	**257.520**	**69.892**	**29.262**	**20**	**(22)**	**527.902**	**426.063**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(8.208)	16.885	(40.445)	(54.912)	(96.530)	(77.730)	(23.431)	(11.245)	-	-	**(168.614)**	**(127.002)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**4.331**	**(50.490)**	**99.310**	**151.766**	**209.166**	**179.790**	**46.461**	**18.017**	**20**	**(22)**	**359.288**	**299.061**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**4.331**	**(50.490)**	**99.310**	**151.766**	**209.166**	**179.790**	**46.461**	**18.017**	**20**	**(22)**	**359.288**	**299.061**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Generacion y Transmision											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(875)	8.301	172.465	190.972	(135.094)	109.115	40.527	42.654	-	(35)	**77.023**	**351.007**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	28.133	174	(157.817)	(1.238.991)	(132.504)	(117.610)	(7.670)	(18.809)	(9.500)	(2.682)	**(279.358)**	**(1.377.918)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(20.221)	(6.311)	(170.865)	579.859	(240.272)	(79.722)	(40.034)	(10.147)	9.500	-	**(461.892)**	**483.679**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Activos corrientes	**409.958**	**344.578**	**2.777.225**	**2.548.127**	**683.359**	**656.442**	**-**	**-**	**3.870.542**	**3.549.147**
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.661	11.567	150.209	240.247	191.358	196.590	-	-	**355.228**	**448.404**
Otros activos financieros corrientes	11.730	663	51.984	42.857	4.989	2.810	-	-	**68.703**	**46.330**
Otros activos no financieros, corriente	44.645	31.826	289.218	235.252	13.421	15.006	-	-	**347.284**	**282.084**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	308.321	256.106	1.808.492	1.691.733	401.753	371.278	-	-	**2.518.566**	**2.319.117**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	494	157	11.404	9.252	1.831	2.978	-	-	**13.729**	**12.387**
Inventarios corrientes	31.107	44.259	319.463	249.886	69.417	61.043	-	-	**419.987**	**355.188**
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	146.455	78.900	526	6.678	-	-	**146.981**	**85.578**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	64	59	-	-	**64**	**59**
Activos no corrientes	**2.653.514**	**2.661.286**	**10.092.412**	**8.518.101**	**2.324.606**	**2.138.069**	**-**	**-**	**15.070.532**	**13.317.456**
Otros activos financieros no corrientes	3	3	5.010.909	4.118.953	16	4.250	-	-	**5.010.928**	**4.123.206**
Otros activos no financieros no corrientes	2	3	1.697.144	1.481.695	42.129	42.484	-	-	**1.739.275**	**1.524.182**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	222.797	103.338	-	5.648	-	-	**222.797**	**108.986**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2	3	-	-	-	-	-	-	**2**	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	62	117	-	-	7.277	12.804	-	-	**7.339**	**12.921**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	123.711	124.689	2.384.518	2.209.822	83.186	86.478	-	-	**2.591.415**	**2.420.989**
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Propiedades, planta y equipo	2.529.734	2.535.400	52.936	42.969	2.176.810	1.970.687	-	-	**4.759.480**	**4.549.056**
Propiedad de inversión	-	-	7.097	6.224	-	-	-	-	**7.097**	**6.224**
Activos por derecho de uso	-	1.071	148.354	57.119	15.188	15.718	-	-	**163.542**	**73.908**
Activos por impuestos diferidos	-	-	568.657	497.981	-	-	-	-	**568.657**	**497.981**
TOTAL ACTIVOS	**3.063.472**	**3.005.864**	**12.869.637**	**11.066.228**	**3.007.965**	**2.794.511**	**-**	**-**	**18.941.074**	**16.866.603**

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 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Pasivos Corrientes	**821.272**	**808.949**	**4.191.116**	**3.705.956**	**677.174**	**324.165**	**-**	**-**	**5.689.562**	**4.839.070**
Otros pasivos financieros corrientes	-	16.803	723.224	400.158	195.609	154.106	-	-	**918.833**	**571.067**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	44.230	19.329	3.286	2.940	-	-	**47.516**	**22.269**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	626.301	703.068	1.706.645	1.862.855	255.630	113.311	-	-	**2.588.576**	**2.679.234**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	67.657	28.098	1.581.246	1.308.561	181.834	24.533	-	-	**1.830.737**	**1.361.192**
Otras provisiones corrientes	34.230	30.204	91.201	70.372	7.917	6.894	-	-	**133.348**	**107.470**
Pasivos por impuestos corrientes	73.147	-	-	-	8.953	-	-	-	**82.100**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	19.937	30.776	44.570	44.681	23.945	22.381	-	-	**88.452**	**97.838**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Pasivos No Corrientes	**913.714**	**916.456**	**4.447.606**	**3.624.362**	**1.099.962**	**1.096.606**	**-**	**-**	**6.461.282**	**5.637.424**
Otros pasivos financieros no corrientes	95.355	-	1.367.928	1.157.685	974.935	1.006.103	-	-	**2.438.218**	**2.163.788**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	114.401	43.697	14.433	14.824	-	-	**128.834**	**58.521**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	297.274	310.666	1.361.966	928.332	45.010	4.911	-	-	**1.704.250**	**1.243.909**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	59.142	71.062	450.912	289.631	-	-	-	-	**510.054**	**360.693**
Otras provisiones no corrientes	6.543	5.933	475.380	412.690	7.143	5.924	-	-	**489.066**	**424.547**
Pasivo por impuestos diferidos	436.875	510.083	37.835	25.000	3.217	39	-	-	**477.927**	**535.122**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.458	15.011	636.785	764.672	55.224	64.805	-	-	**707.467**	**844.488**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.067	3.701	2.399	2.655	-	-	-	-	**5.466**	**6.356**
Patrimonio Neto	**1.328.486**	**1.280.459**	**4.230.915**	**3.735.910**	**1.230.829**	**1.373.740**	**-**	**-**	**6.790.230**	**6.390.109**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**1.328.486**	**1.280.459**	**4.230.915**	**3.735.910**	**1.230.829**	**1.373.740**	**-**	**-**	**6.790.230**	**6.390.109**
Capital emitido y pagado	856.258	859.059	2.388.464	2.083.452	-	-	-	-	**3.244.722**	**2.942.511**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	63.836	11.554	416.056	217.038	709.496	883.191	-	-	**1.189.388**	**1.111.783**
Otras reservas	408.392	409.846	1.426.395	1.435.420	521.333	490.549	-	-	**2.356.120**	**2.335.815**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**3.063.472**	**3.005.864**	**12.869.637**	**11.066.228**	**3.007.965**	**2.794.511**	**-**	**-**	**18.941.074**	**16.866.603**

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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Ingreso	**858.590**	**582.804**	**3.336.488**	**3.443.306**	**1.070.568**	**1.162.274**	**-**	**-**	**5.265.646**	**5.188.384**
Ingresos de actividades ordinarias	745.198	605.250	2.720.870	2.914.578	1.059.644	1.149.848	-	-	**4.525.712**	**4.669.676**
Ventas de energía	719.294	585.136	2.247.930	2.429.796	534.175	608.875	-	-	**3.501.399**	**3.623.807**
Otras ventas	267	218	-	-	538	1.018	-	-	**805**	**1.236**
Otras prestaciones de servicios	25.637	19.896	472.940	484.782	524.931	539.955	-	-	**1.023.508**	**1.044.633**
Otros ingresos	113.392	(22.446)	615.618	528.728	10.924	12.426	-	-	**739.934**	**518.708**
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(509.646)**	**(391.497)**	**(2.215.433)**	**(2.211.721)**	**(591.938)**	**(656.843)**	**-**	**-**	**(3.317.017)**	**(3.260.061)**
Compras de energía	(442.216)	(346.368)	(1.364.508)	(1.357.378)	(401.935)	(460.250)	-	-	**(2.208.659)**	**(2.163.996)**
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Gastos de transporte	(26.967)	(12.181)	(342.284)	(417.516)	(137.647)	(139.547)	-	-	**(506.898)**	**(569.244)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(40.463)	(32.948)	(508.641)	(436.827)	(52.356)	(57.046)	-	-	**(601.460)**	**(526.821)**
Margen de Contribución	**348.944**	**191.307**	**1.121.055**	**1.231.585**	**478.630**	**505.431**	**-**	**-**	**1.948.629**	**1.928.323**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	11.787	18.830	40.244	38.784	19.144	19.093	-	-	**71.175**	**76.707**
Gastos por beneficios a los empleados	(100.112)	(98.842)	(151.972)	(120.252)	(39.286)	(38.148)	-	-	**(291.370)**	**(257.242)**
Otros gastos, por naturaleza	(109.060)	(86.303)	(228.320)	(255.610)	(84.381)	(59.461)	-	-	**(421.761)**	**(401.374)**
Resultado Bruto de Explotación	**151.559**	**24.992**	**781.007**	**894.507**	**374.107**	**426.915**	**-**	**-**	**1.306.673**	**1.346.414**
Gasto por depreciación y amortización	(85.609)	(71.991)	(263.718)	(242.973)	(66.962)	(75.824)	-	-	**(416.289)**	**(390.788)**
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(28.379)	(11.944)	(126.654)	(115.736)	(7.254)	(6.339)	-	-	**(162.287)**	**(134.019)**
Resultado de Explotación	**37.571**	**(58.943)**	**390.635**	**535.798**	**299.891**	**344.752**	**-**	**-**	**728.097**	**821.607**
Resultado Financiero	**28.598**	**121.889**	**(299.870)**	**(355.263)**	**(90.255)**	**(68.841)**	**-**	**-**	**(361.527)**	**(302.215)**
Ingresos financieros	**4.386**	**11.994**	**108.664**	**117.574**	**10.276**	**17.206**	**-**	**-**	**123.326**	**146.774**
Efectivo y otros medios equivalentes	628	7.070	6.480	6.440	-	-	-	-	**7.108**	**13.510**
Otros ingresos financieros	3.758	4.924	102.184	111.134	10.276	17.206	-	-	**116.218**	**133.264**
Costos financieros	**(97.203)**	**(242.971)**	**(390.065)**	**(462.123)**	**(103.221)**	**(86.824)**	**-**	**-**	**(590.489)**	**(791.918)**
Préstamos bancarios	(3.282)	(1)	(16.480)	(16.576)	-	-	-	-	**(19.762)**	**(16.577)**
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(64.992)	(83.177)	-	-	-	-	**(64.992)**	**(83.177)**
Otros	(93.921)	(242.970)	(308.593)	(362.370)	(103.221)	(86.824)	-	-	**(505.735)**	**(692.164)**
Resultados por Unidades de Reajuste	132.396	353.513	-	-	-	-	-	-	**132.396**	**353.513**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(10.981)**	**(647)**	**(18.469)**	**(10.714)**	**2.690**	**777**	**-**	**-**	**(26.760)**	**(10.584)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(55)	(42)	-	-	240	(30)	-	-	**185**	**(72)**
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**53**	**-**	**-**	**-**	**53**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	53	-	-	**-**	**53**
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**66.114**	**62.904**	**90.765**	**180.535**	**209.876**	**275.934**	**-**	**-**	**366.755**	**519.373**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(13.911)	(32.088)	(3.836)	(65.875)	(78.406)	(99.524)	-	-	**(96.153)**	**(197.487)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**52.203**	**30.816**	**86.929**	**114.660**	**131.470**	**176.410**	**-**	**-**	**270.602**	**321.886**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**52.203**	**30.816**	**86.929**	**114.660**	**131.470**	**176.410**	**-**	**-**	**270.602**	**321.886**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Línea de Negocio	Distribución									
País	Argentina		Brasil		Colombia		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(34.265)	107.495	121.301	315.018	822.386	251.065	-	-	**909.422**	**673.578**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(71.726)	(82.351)	(435.230)	(430.212)	(145.789)	(163.703)	-	-	**(652.745)**	**(676.266)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	109.630	(16.572)	210.130	121.830	(145.950)	(136.876)	-	-	**173.810**	**(31.618)**

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				
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor contable	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Banco Santander Argentina e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina)	Edesur S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación	Cobranzas Clientes	US$	107	96.777	-
Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US$	3.343	24.087	25.829
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Depósitos en garantía y prenda sobre acciones	Depósitos y acciones*	US$	567.516	376.823	341.753
Total						**570.966**	**497.687**	**367.582**

(*) 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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, no existen propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos.

Al 30 de junio de 2025, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$ 52.114.864 (MUS$ 43.600.092 al 31 de diciembre de 2024).

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 30.06.2025	al 31.12.2024
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	US$	32.645	34.364
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	US$	172.096	175.608
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	37.117
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	22.249
Préstamo Bancario	CITIBANK 4131 - COELCE II	Mayo 2025	CITIBANK N.A.	Enel Distribución Ceará	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	-
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -1ª serie	Mayo 2029	BONISTAS LOCALES	ENEL DISTRIBUCIÓN CEARÁ	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	92.872	-
Bonos locales	Bono Local 12ª Emisión -2ª serie	Mayo 2030	BONISTAS LOCALES	ENEL DISTRIBUCIÓN CEARÁ	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	97.788	-
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	57.200	54.997
Préstamo Bancario	BNP 4131 V	Mayo 2025	BNP PARIBAS	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	-	-
Préstamo Bancario	Credit Agricole 4131	Noviembre 2025	CREDIT AGRICOLE BRASIL	ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	145.954	-
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión - 1ª serie	Mayo 2028	BONISTAS LOCALES	ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	180.888	-
Bonos locales	Bono Local 28ª Emisión -2ª serie	Junio 2029	BONISTAS LOCALES	ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	75.523	-
Préstamo Bancario	MUFG 4131 II	Junio 2026	MUFG BRASIL	ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	27.692	-
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	9.236	8.140
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.348	9.496
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto 2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	36.949	38.961
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto 2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	38.458	40.514
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto 2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	33.050	34.833
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto 2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	34.399	36.255
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.671	9.807
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	2.500	2.297
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.689	9.824
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.740	9.870
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	8.486	9.050
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	8.153	8.695
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	14.870	14.323
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	12.729	13.576
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	12.230	13.043
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	22.304	21.485
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	8.486	9.050
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	8.153	8.695
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US$	14.870	14.323
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US$	10.374	9.520
Total									**1.200.353**	**646.092**

(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:

a. Juicios pendientes Enel Américas (Sociedad Matriz):

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre de 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional. Con fecha 1 de abril de 2022, la Corte Suprema otorgó la suspensión del Cobro de impuestos por un período de noventa días, los cuales han sido renovados hasta la fecha. El 26 de diciembre de 2024, la empresa solicitó ante el SII el término anticipado del Litigio, acogiéndose a la Ley 21.713, lo que fue resuelto favorablemente por este organismo con fecha 4 de marzo de 2025. Con fecha 5 de marzo de 2025, el SII informó a la Corte Suprema de la resolución favorable, en orden a que la Corte dicte la resolución de término definitivo del Litigio. Con fecha 28 de mayo la Corte Suprema emitió Acta poniendo fin al litigio en forma definitiva. Con fecha 29 de mayo el SII emitió un nuevo Giro condonando el 100% de los intereses y multas, cobrando únicamente el impuesto más el reajuste. Con fecha 30 de mayo de 2025 la empresa pagó al SII la suma de CLP$ 3.295.476.309 (MUS$3.530), lo que finaliza el litigio.

b. Juicios pendientes en subsidiarias:

Argentina:

Edesur S.A.

1. Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios del incumplimiento de las obras concernientes al "Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público" (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. Los daños se corresponden a los costos de la ejecución de las obras y penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado. Cuantía es de MARS 3.100.000 (MUS$2.604).

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 MBRL447.465 (MUS$81.986).

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 MBRL191.761 (MUS$35.135).

Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

4. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública 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 Distribución Ceará interpuso Embargos de Declaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

5. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel Distribución Ceará paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos 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 – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia y Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de revisión de los montos cobrados a Coelce). El 12 de junio de 2025 el Tribunal Superior, en base a los argumentos de COELCE, dicta una sentencia donde reconsidera la decisión judicial que había aprobado el recurso especial de COPERVA, para considerar válida únicamente la eliminación de la multa impuesta, rechazando todas las demás solicitudes. El monto involucrado en las dos demandas es de MBRL$569.020 (MUS$104.257).

   (ii) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL341.337 (MUS$62.541).

   (iii) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. Durante el año 2023 concluyó en abandono de parte de COPERCA. Tras declaraciones sobre el trabajo pericial, actualmente el proceso se encuentra ante un juez para deliberación. El monto involucrado en la demanda es de MBRL296.500 (MUS$54.325).

   Cabe señalar que el asunto debatido fue objeto de una sentencia firme a favor de Enel CE en el caso de la Cooperativa CERVA, en el cual Enel obtuvo una sentencia firme que reconocía la depreciación de los activos y la inexistencia de una obligación de pago.

6. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL240.798 (MUS$44.119).

7. Actualmente se encuentran en trámite 2 demandas interpuestas por diferentes instituciones contra la Resolución Homologatoria N° 3.026, que autorizó el reajuste tarifario anual para el servicio de distribución de energía eléctrica prestado por Enel Distribución Ceará en un porcentaje promedio de 24,85%, alegando su nulidad y, además, en una de ellas también cuestionan la calidad de los servicios prestados desde 2016. El monto involucrado en una de las demandas es MBRL72.359 (MUS$ 13.257) y en la otra demanda es indeterminado.

8. Se presentó una acción civil pública a través de la cual el Instituto de Defensa de los Consumidores (IPEDC) se cuestiona la inclusión de los costes por hurto de energía reflejados por las distribuidoras en la tarifa ya que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para su reducción. El 22 de enero de 2024 se interpone el recurso de apelación y se espera el envío del caso al Tribunal Regional Federal. El 29 de mayo de 2025 en juicio en segunda instancia, el juez votó a favor de los argumentos de Enel y de la anulación de la decisión desfavorable en primera instancia para Enel Ceará. El juez revisor solicitó analizar el caso, por lo que la apelación se encuentra pendiente. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

9. Es realizada una Acción Popular en relación a derechos colectivos de consumidores, que solicita una medida cautelar urgente para impedir la prórroga del contrato de concesión de Enel Distribuição Ceará, basada en irregularidades señaladas por la Comisión Parlamentaria de Investigación de la Asamblea Legislativa de Ceará, ante lo cual se solicita la suspensión de actos administrativos, la nulidad de posibles renovaciones y mayor transparencia ante la sociedad civil. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

10. Es realizada una Acción Popular con solicitud de medida cautelar urgente en la que se solicita el enterramiento de las redes eléctricas de la ciudad de Fortaleza (Ceará), además del pago de daños morales colectivos. La solicitud de medida cautelar fue denegada, la Compañía y el municipio de Fortaleza presentaron su defensa en mayo de 2025 y el proceso se encuentra en fase de instrucción. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

11. 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 MBRL300.999 (MUS$55.150).

12. El Estado de Ceará levantó 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 de todos los litigios es de MBRL218.235 (MUS$39.986).

13. El Estado de Ceará levantó 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 MBRL667.383 (MUS$122.279).

14. Acender Engenharia Ltda. ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda es de MBRL183.871 (MUS$ 33.689).

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía y Servicios)

15. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S.A. ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuición Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribuición Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda es de MBRL172.318 (MUS$31.572).

16. 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. En 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 MBRL154.821 (MUS$28.367).

17. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. 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. Se espera sentencia. El valor del litigio fue reducido en 56% en marzo de 2024, después del pedido de la Compañía para exclusión de la penalidad (y los intereses sobre ella). La cuantía de este litigio se estima en MBRL672.087 (MUS$123.141).

18. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río S.A. 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 S.A., 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 MBRL156.363 (MUS$28.649).

19. Cibran 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.

20. Acción civil pública interpuesta por la Municipalidad de Paraty, alegando mala calidad del suministro de energía en el Municipio. El proceso se encuentra en fase de ejecución de sentencia. El monto involucrado es indeterminado.

21. Como consecuencia del evento climático del 18 de noviembre de 2023, al 30 de junio de 2025 se encuentran activas 1972 acciones individuales y 18 acciones colectivas interpuestas por representantes Municipales y el Ministerio Público, en las cuales se solicitan medidas cautelares, algunas disposiciones de servicios del distribuidor, suministro de información y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de asistencia, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. Por lo tanto, a la fecha del total de 1972 acciones individuales, el monto es MBRL47.300 (MUSD$8.666). Para las 18 acciones colectivas el monto es indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

22. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. El 10 de abril de 2024, se dictó una decisión de primera instancia desestimando las solicitudes de Enel. Posteriormente, se presentó una apelación, junto con una solicitud de efecto suspensivo sobre la apelación de Eletropaulo para suspender la ejecución de la decisión dictada. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.387.714 (MUS$254.260).

23. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

24. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL buscando el reconocimiento y consecuente extinción del beneficio por la contabilización indebida de los beneficios generados por el pago de interés sobre el capital propio en la composición tarifaria. La sentencia de primera instancia fue favorable a la Compañía. Aguardamos la decisión del recurso de apelación interpuesto por el MPF. El 19 de septiembre de 2024, Enel presentó recursos de apelación ante los Tribunales Superiores. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

25. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo buscando fijar el plazo de prescripción para el cobro de las cantidades referentes a facturas de consumo vencidas en 90 días y la doble devolución de cualquier cantidad que se haya cobrado erróneamente a los consumidores que firmaron Términos de Confesión de Deuda (TCD's) que estuvieran parcial o totalmente compuestas por deudas de terceros. Sentencias de primera y segunda instancia desfavorables (en segunda instancia aumentando al doble la pena). El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

26. En noviembre de 1998 fueron entregadas por la Caixa Económica Federal tres notificaciones relativas a la supuesta falta de recogida de FGTS durante el período de enero de 1993 a septiembre de 1998. Eletropaulo presentó una acción de nulidad para cancelar la deuda. Eletropaulo presentó un recurso interno, el cual está pendiente. El monto involucrado es de MBRL133.187 (MUS$24.403).

27. 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 MBRL177.554 (MUS$32.532).

28. 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 MBRL269.118 (MUS$49.308).

29. 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 MBRL273.863 (MUS$50.178).

30. 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 MBRL205.358 (MUS$37.626).

31. 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 recurso a la última instancia administrativa. La cuantía del litigio es de MBRL197.067 (MUS$36.107).

32. 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 MBRL139.113 (MUS$25.489).

33. 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 MBRL751.515 (MUS$137.694).

34. 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 MBRL263.487 (MUS$48.277).

35. 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 MBRL217.459 (MUS$39.843).

36. 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. La cuantía de todos los litigios es de MBRL235.748 (MUS$43.194).

37. 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 MBRL326.363 (MUS$59.797).

38. 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. La cuantía del litigio es de MBRL955.090 (MUS$174.994).

39. 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 MBRL436.453 (MUS$79.968).

40. 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 Eletropaulo, por cuestiones procesales. Se reanudará la fase de instrucción para la producción de la prueba oral solicitada por Socrel. El monto involucrado en la demanda es de MBRL250.188 (MUS$45.840).

41. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL que ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo. ENEL Sao Paulo ha presentado una apelación al Tribunal, a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El monto involucrado en la sanción es de MBRL230.004 (MUS$42.142).

42. Como consecuencia de los eventos climáticos del 3 de noviembre de 2023, al 30 de junio de 2025, se encuentran activas 498 acciones individuales y 7 acciones colectivas presentadas por representantes Municipales, Sindicatos, Partido Político, Ministerio Público y Defensoría Pública, en las cuales se solicitan medidas cautelares, disposiciones de servicios del distribuidor y el suministro de información y/o documentos y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de servicio, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. A la fecha, del total de 498 acciones individuales, el monto involucrado es de MBRL20.664 (MUSD$3.786). Para las acciones colectivas el monto es indeterminado.

43. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó el pago de una sanción por incumplimiento de los indicadores de calidad del suministro DEC y FEC de 2021 y por considerar que Enel no prestó un servicio adecuado, en lo que respecta a la calidad del suministro eléctrico en São Paulo, con la imposición de multa. El 7 de marzo de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. El monto involucrado en la demanda es de MBRL146.078 (MUS$26.765).

44. El 9 de febrero de 2024 se recibió una multa de ANEEL, en relación con la calidad del servicio de Enel Distribución Sao Paulo también relacionada con el evento meteorológico ocurrido el 3 de noviembre de 2023. En relación con lo denunciado, el 21 de febrero de 2024 se interpuso recurso administrativo contra la multa, sin embargo, ésta continuó confirmada. Posteriormente, el 25 de abril de 2024, se interpuso una demanda solicitando la anulación de la multa. El 26 de abril de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. El monto de la multa es de MBRL197.128 (MUS$36.118).

45. Como consecuencia de los eventos climáticos del 11 de octubre de 2024, al 30 de junio de 2025 se encuentran activas 916 acciones individuales y 11 acciones colectivas cuyos demandantes son fiscales, representantes del municipio, asociaciones, partidos políticos, el Gobierno Federal, el Estado de Sao Paulo y un ciudadano, que solicitan medidas cautelares relacionadas con la calidad del servicio de suministro de energía prestado y además solicitan la intervención en el Contrato de Concesión. En cuanto al fondo, los demandantes solicitaron la

confirmación de las medidas cautelares, con el pago de los importes por daños morales y materiales, individuales y colectivos, que se determinarán en el momento procesal oportuno, así como la declaración de nulidad del contrato de concesión y/o la aplicación de sanciones a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. A la fecha del total de 916 acciones individuales, el monto involucrado es de MBRL18.417 (MUSD$3.374). Para las acciones colectivas el monto es indeterminado.

46. 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 asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Rio reconocieron activos que actualmente tienen un saldo de MBRL2.684.465 (MUS$491.854) y MBRL2.579.422 (MUS$472.608), 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 SP y CE 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 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.

47. Enel Distribución Sao Paulo, la compañía tiene 2 acciones judiciales (periodo de diciembre 2003 hasta diciembre de 2014 y enero de 2015 en adelante) y la Unión Federal interpuso una acción rescisoria contra el segundo litigio, por entender que parte del plazo (período anterior a marzo de 2017) estaría alcanzado por la modulación de los efectos de la sentencia del Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) en el asunto de repercusión general. En mayo de 2022, la Sociedad presentó su defensa en el sentido de que la segunda accione solo reforzó el derecho reconocido en la primera acción. El litigio fue suspendido hasta que el primero sea juzgado. Además, es importante señalar que, la Compañía en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, ha reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos.

48. Eletropaulo ha presentado una acción de cobro contra CTEEP por el monto valor histórico de R$1,8 mil millones, que actualmente asciende a R$2,1 mil millones (MUS$384.766) cuyo origen es una deuda con Eletrobras (contraída previamente a la privatización de la Sociedad) y que fue objeto de un acuerdo por parte Compañía en 2018, excepto por su derecho a cobrar del deudor real (CTEEP). En el entendimiento de la Compañía y sus asesores legales y árbitros contratados, en virtud de la decisión de la Compañía ocurrida en 1998, y con anterioridad a su privatización, la deuda en cuestión fue transferida a la Compañía Paulista de Transmisión – EPTE (predecesor de CTEEP), en términos del protocolo de división de 22 de diciembre de 1997. Por tanto, la CTEEP es responsable de la deuda. Enel presentó recursos a los Tribunales Superiores. El 17 de mayo de 2024, se resolvió suspender el trámite de nuestros recursos. El 1 de abril de 2025, el Recurso Extraordinario fue admitido, mientras el Recurso Especial no. Los montos involucrados en la demanda son 13% del valor actualizado de la acción, que correspondería a MBRL299.592 (MUS$54.892).

49. La Compañía discute judicialmente desde 2012 la 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. En junio de 2025 la estimación es de MBRL945.545(MUS$173.245) de impuesto diferido activo referente a la reliquidación de pérdidas fiscales de IRPJ y base de cálculo negativa del CSLL. La Compañía está a la espera del juicio del recurso especial.

Enel Cien S.A.

50. 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 dos empresas brasileñas (Furnas y 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. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).
- Furnas y Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
- Tractebel Energia S.A. y Enel CIEN S.A. 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 era de MBRL826.941 (MUS$151.514).

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

51. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal para cobrar PIS y COFINS debido a la no aceptación de créditos de estas contribuciones sobre los costes relacionados con la importación de energía. La Compañía presentó sus descargos y espera la decisión administrativa. La cuantía del litigio es MBRL474.375 (MUS$86.916).

Alba Energía Ltda.

52. En septiembre de 2024 fue presentada una acción civil pública promovida por el Ministerio Público de Piauí (MP/PI) contra Alba Energia Ltda. y Enel Brasil S.A., en relación con el Complejo Solar São Gonçalo y el supuesto incumplimiento de las medidas previstas en el Acuerdo de Ajuste de Conducta y Acuerdo Sustitutivo de Multa Ambiental y Levantamiento de Embargo (TAC) firmado por Alba con la SEMARH (Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Hídricos) en septiembre de 2020. Los principales riesgos están asociados a la posible concesión de la medida cautelar solicitada por el Ministerio Público. El 8 de octubre el juez otorgó la medida cautelar solicitada. Enel apeló por ser la empresa que había sido citada y actualmente está a la espera de la evaluación del efecto suspensivo. La demanda es de MBRL 217.744 (MUS$ 39.895).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

53. 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.

54. 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. Existe además una acción paralela, de nulidad y restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, en esta demanda el 8 de abril de 2022 se dictó fallo negando nuestras pretensiones, se presentó recurso de apelación ante el Consejo de Estado, esperamos fallo de segunda instancia en 2027. La cuantía involucrada en este litigio es de MCOP161.270.000 (MUS$39.479).

55. 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. Este litigio se encuentra actualmente en etapa probatoria y transcurre el plazo de elaboración de los dictámenes periciales de contradicción, los que deben presentarse el 14 de octubre de 2025. El litigio tiene una cuantía de aproximadamente MCOP2.222.742.173 (MUSD 544.123).

Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP)

56. 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. Actualmente, el proceso se encuentra para fallo de primera instancia. La cuantía estimada es MCOP337.626.840 (MUS$82.650).

57. Acción popular contra Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP). Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la UAESP reliquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP). La UAESP da inicio al cobro ejecutivo de cobro coactivo No. 004 de 2018, la UAESP y mediante Resolución No. 173 del 11 de abril de 2025 ajustó la liquidación del crédito a cargo de la Compañía en la suma de $280.095.862. (MUS$68.567). Como consecuencia de lo anterior, el 16 de abril del presente año, la Compañía presentó a la UAESP propuesta de acuerdo de pago dentro del proceso coactivo, acompañada del pago de $84.028.758 (MUS$20.570), equivalente al 30% del monto total de la deuda, propuesta que fue aceptada por la UAESP mediante Resolución No. 237 del 2025 del 29 de abril de 2025, sobre la cual Enel Colombia interpuso un recurso de reposición el 14 de mayo de 2025. Posteriormente el 11 de julio de 2025 la UAESP, mediante la Resolución 463 de 2025, resolvió este recurso de reposición contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, referente a la actualización financiera de los pagos futuros del acuerdo, ratificando los cálculos financieros de la Resolución 237 del 2025 del 29 de abril de 2025. Por lo anterior la Compañía, efectuó el reconocimiento del acuerdo de pago. Actualmente se está revisando las acciones legales a presentar en contra de la resolución 463 de 2025.

58. Acción de grupo Alfonso Jimenez Cuesta por cobro de sanciones a usuarios. Se demanda a Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) por parte de un grupo de usuarios, por indemnización por las sanciones que impuso la anterior Codensa, a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que se tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Codensa actuó en cumplimiento de la ley, mientras estuvo vigente. Este litigio continúa en etapa probatoria y su cuantía es de MCOP 150.000.000 (MUS$36.720).

59. 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. La cuantía de la demanda es de MCOP132.191.499 (MUS$32.360).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$48.041 al 30 de junio de 2025 (ver Nota 24). 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 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 SI/NO	Si	Si
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 US$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores 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 SI/NO	Si	Si
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
Tipo instrumento con restricción	Bonos 8va, 9na y 12ma Emisiones	Bonos 24ta, 25ta, 26ta, 27ma y 28va Emisiones	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA 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.
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)
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS0E5; BRCOCEDBS0F2; BRCOCEDBS0I6; BRCOCEDBS0J4	ISIN: BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100; BRELPLDBS118; BRELPLDBS126; BRELPLDBS134; BRELPLDBS142	ISIN: BREGVGDBS009; BREGVGDBS017
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	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.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA 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.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,57	2,51	1,45
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo
Tipo instrumento con restricción	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 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	Scotiabank	Scotiabank
Número de inscripción	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA 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	2,57	2,51
Cumplimiento SI/NO	SÍ	SÍ
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA Ajustado

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 junio de 2025, 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

(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 CVOSA). 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 junio de 2025, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 85 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de junio de 2025 asciende a MUS$ 89.068 (MUS$ 95.624 al 31 de diciembre de 2024). (Ver Nota 9).

(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 junio de 2025, asciende a MARS 125.770.973 (MUS$ 105.643) (MARS 106.310.918 al 31 de diciembre de 2024 (MUS$ 103.114)). Asimismo, al 30 de junio de 2025 se reconoció una cuenta por pagar por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que ascendió a MARS 14.180.925 (MUS$ 11.911) (MARS 16.108.844 (MUS$ 15.624) al 31 de diciembre de 2024), 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 asciende a MARS 23.898.004 (MUS$ 20.073), 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.
El valor de esta deuda, al 30 de junio de 2025, asciende a MARS 104.643.928 (MUS$ 87.897) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

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 31.300.065 (MUS$.26.291) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

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 asciende a MARS 134.978.000 (MUS$ 113.377), 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 compromete 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 junio de 2025, asciende a MARS 97.238.920 (MUS$ 81.677) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024). 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 37.829.170 (MUS$ 31.775) (MARS 0 al 31 de diciembre de 2024).

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) (ver nota 27); 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$ 10.285).

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$ 5.040) de la facturación emitida por CAMMESA con vencimiento en agosto de 2023 más una transferencia de MMARS 1.347 (MUS$ 1.131) 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 junio de 2025, el saldo de este mutuo asciende a MARS 14.980.337 (MUS$ 12.583) (incluye intereses devengados a dicha fecha).

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 489.698.944 (MU$S 411.330) al 30 de junio 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 junio de 2025 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.

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 junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, respectivamente, era la siguiente:

País	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Argentina	3.687	3.709
Brasil	9.862	9.284
Colombia	2.184	2.233
Costa Rica	29	29
Chile	14	17
Guatemala	82	87
Panamá	75	80
Perú	45	45
Total	**15.978**	**15.484**
Promedio	**15.756**	**15.063**

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.).

- Al 30 de junio de 2025, se encuentra pendiente de resolución una multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. También existen multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto involucrado en todos los litigios es de MBRL141.700 (MUS$25.963).

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$1.820). La compañía interpuso recurso administrativo contra la sanción impuesta y actualmente se encuentra a la espera de análisis de parte del Regulador.

- El 6 de agosto de 2024, ANEEL multó a Enel Ceará en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, aplicándose una multa de MBRL28.550 (MUS$5.231). 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$1.885), 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 contra la multa y actualmente está a la espera de análisis de parte del Regulador.

- El 16 de diciembre de 2024, ANEEL multó a Enel Ceará en relación con el cumplimiento de los plazos para atender las solicitudes de conexión de micro y mini generación distribuida, imponiendo una multa de MBRL19.394 (MUS$3.553). La compañía interpuso recurso administrativo contra la sanción y se encuentra a la espera de análisis de parte del Regulador.

- El 25 de abril de 2025, ANEEL multó a Enel Ceará 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 MBRL28.799 (MUS$5.277). La compañía interpuso un recurso administrativo contra la sanción y se encuentra a la espera de análisis de parte del Regulador.

- El 27 de junio de 2025, la Defensa del Consumidor (DECON) impuso una sanción administrativa a Enel Ceará por MBRL16.762 (MUS$3.071), 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 BRL 13,95 sobre dichos importes, y no ofrecer alternativas a los clientes cuando solicitaban la no realización de estas donaciones. Actualmente la compañía evalúa ejercer algún recurso.

3. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo).

- El 3 de abril de 2024, la empresa recibió la notificación de una multa de MBRL12.915 (MU$ 2.366) de la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor (PROCON/SP). Esto debido a las siguientes consideraciones; (i) 30 reclamaciones individuales de consumidores; (ii) interrupciones del suministro eléctrico durante el periodo de

los fenómenos meteorológicos; (iii) las interrupciones del suministro eléctrico del 15 al 19 de marzo de 2024 La defensa administrativa fue presentada el 13 de mayo de 2024, la que está pendiente de evaluación por PROCON/SP.

- El 4 de noviembre de 2024 se recibió multa de la PROCON/SP debido al evento meteorológico ocurrido en octubre de 2024, por considerar que la compañía no prestó los servicios de los que es responsable de forma adecuada, eficiente y segura y, por lo tanto, infringiendo el Código de Protección y Defensa del Consumidor. Como resultado, se impuso una multa de MBRL13.321 (MUS$ 2.440). Tras la presentación de una defensa administrativa, se mantuvo la multa. Se interpuso un recurso administrativo el 2 de julio de 2025, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- Al 30 de junio de 2025, se encuentra pendiente de resolución la multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada, con un monto total involucrado de MBRL7.505 (MUS$ 1.375).

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 del Sistema Eléctrico (ONS) y la ANEEL afirman que los problemas generalizados de rendimiento de los parques eólicos y solares 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 MBRL28.330 (MUS$ 5.191).

5. Subsidiarias Renovables en Colombia

- Con fecha 22 de diciembre de 2023, como resultado de un procedimiento sancionatorio adelantado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se declaró como responsable ambiental a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el incumplimiento asociado a la intervención de especies epífitas sin realizar el levantamiento previo de la veda, durante las actividades de aprovechamiento forestal del vaso del embalse del proyecto hidroeléctrico El Quimbo. La situación fue resuelta por el Ministerio el 9 de enero de 2025 confirmando la sanción contra Enel, y modificando el valor de la multa a MCOP9.036.939 (MUS$2.212), la cual fue pagada. El 13 de junio de 2025 se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra dicha sanción, la cual se encuentra pendiente de ser admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones al 30 de junio de 2025 (ver Nota 24). 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 junio de 2025 y 2024, 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]	2025						2024
				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	387	387	-	3.104	31/12/2026	3.491	4.098
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	43	-	43	-	-	43	157
	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	735	735	-	3.853	31/12/2027	4.588	4.962
	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	986	986	-	1.063	31/12/2027	2.049	443
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	152	-	152	-	-	152	45
		Total		**2.303**	**2.108**	**195**	**8.020**	**-**	**10.323**	**9.705**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2024					
				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	583	583	-	3.515	31/12/2026	4.098
	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	Monitoreos y estudios hidrometeorologicos	En proceso	157	-	157	-	-	157
	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	782	782	-	4.180	31/12/2027	4.962
	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	52	52	-	391	31/12/2024	443
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	Terminado	45	-	45	-	-	45
		Total		**1.619**	**1.417**	**202**	**8.086**	**-**	**9.705**

39. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de junio de 2025 y 2024, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 30.06.2025																	
	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	18.979	387.187	406.166	88	-	406.078	406.166	-	-	-	(631)	(671)	8	(664)	(1.030)	(1.694)	(54.669)	(56.363)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	77.097	68.828	145.925	26.624	13.210	106.091	145.925	25.351	(2.600)	22.751	17.112	16.909	(4.680)	12.229	(8.239)	3.990	(6.907)	(2.917)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	409.958	2.632.457	3.042.415	821.273	892.655	1.328.487	3.042.415	858.589	(509.645)	348.944	151.558	37.570	28.598	66.113	(13.911)	52.202	(171.581)	(119.379)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	42.744	583	43.327	42.023	95	1.209	43.327	65	-	65	(264)	(354)	44	(310)	-	(310)	(159)	(469)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	186.796	642.114	828.910	26.722	13.210	788.978	828.910	25.351	(2.600)	22.751	16.462	16.218	(5.541)	33.035	(18.283)	14.752	(100.685)	(85.933)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	578.125	5.493.422	6.071.547	841.663	889.446	4.340.438	6.071.547	415.798	(129.838)	285.960	253.020	158.461	(33.404)	125.221	(19.486)	105.735	1.291.493	1.397.228
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	70.939	80.193	151.132	44.570	10.007	96.555	151.132	77.017	(39.656)	37.361	31.991	27.037	1.613	28.651	(9.809)	18.842	11.952	30.794
EGP Volta Grande	Individual	37.576	298.714	336.290	57.523	113.965	164.802	336.290	36.530	(6.113)	30.417	28.192	28.028	(4.877)	23.151	(7.873)	15.278	21.084	36.362
Enel Cien S.A.	Individual	185.159	64.608	249.767	75.415	314	174.038	249.767	26	-	26	(89)	(89)	11.459	11.369	(3.863)	7.506	20.167	27.673
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	661.536	2.172.744	2.834.280	972.503	877.054	984.723	2.834.280	737.411	(470.651)	266.760	185.254	108.424	(78.045)	30.379	(10.084)	20.295	114.011	134.306
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	813.066	2.885.135	3.698.201	1.376.716	765.497	1.555.988	3.698.201	801.811	(534.328)	267.483	182.057	61.980	(76.282)	(14.302)	11.155	(3.147)	183.745	180.598
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	110.563	171.228	281.791	144.198	7.066	130.527	281.791	20.742	(7.780)	12.962	2.918	(647)	904	257	(612)	(355)	15.249	14.894
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.308.113	5.034.534	6.342.647	1.847.386	2.805.054	1.690.207	6.342.647	1.797.266	(1.210.454)	586.812	413.696	220.231	(145.543)	74.687	(4.907)	69.780	159.510	229.290
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.665.336	17.014.052	20.679.388	3.934.631	4.887.046	11.857.711	20.679.388	3.944.795	(2.482.636)	1.462.159	1.012.785	505.906	(231.605)	274.114	(65.548)	208.566	1.342.509	1.551.075
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	953.820	6.071.112	7.024.932	1.635.878	2.264.115	3.124.939	7.024.932	1.748.258	(809.575)	938.683	786.268	672.021	(157.692)	524.578	(174.936)	349.642	247.965	597.607
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	5.125	2.217	7.342	3.822	-	3.520	7.342	17.092	(14.713)	2.379	1.551	1.451	(55)	1.399	(504)	895	213	1.108
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	50.627	173.377	224.004	9.538	857	213.609	224.004	1.892	-	1.892	411	139	589	728	(813)	(85)	-	(85)
PH Chucas S.A.	Individual	10.330	73.758	84.088	97.530	21.000	(34.442)	84.088	6.375	(36)	6.339	4.314	1.411	(2.619)	(1.208)	-	(1.208)	-	(1.208)
Enel Guatemala S.A.	Individual	16.437	6.186	22.623	18.281	2.750	1.592	22.623	35.217	(31.407)	3.810	585	(3)	(142)	(144)	-	(144)	-	(144)
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	61.133	54.859	115.992	33.172	12.305	70.515	115.992	7.676	(1.556)	6.120	4.977	4.138	(22)	4.116	(553)	3.563	-	3.563
Generadora Montecristo S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	702	(41)	661	387	51	413	464	(49)	415	-	415
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	47.050	286.563	333.613	1.564	31	332.018	333.613	14.575	(2.773)	11.802	9.657	5.059	17	5.077	(1.028)	4.049	-	4.049
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	92.414	204.727	297.141	53.467	92	243.582	297.141	2.714	-	2.714	1.383	192	(307)	25.954	(2.589)	23.365	-	23.365
Enel Renovable S.R.L.	Individual	8.980	138.914	147.894	89.279	14.521	44.094	147.894	8.717	(609)	8.108	7.128	4.311	(1.843)	2.468	(685)	1.783	-	1.783
Enel Fortuna S.A.	Individual	136.081	453.344	589.425	50.485	89.238	449.702	589.425	105.452	(30.282)	75.170	68.184	58.451	(230)	58.221	(17.438)	40.783	-	40.783
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.124.283	6.554.439	7.678.722	1.733.820	2.404.406	3.540.496	7.678.722	1.922.430	(865.823)	1.056.607	887.765	748.167	(162.573)	584.976	(198.870)	386.106	202.658	588.764
Enel Perú S.A.C.	Individual	145.456	56.412	201.868	72.848	-	129.020	201.868	-	-	-	(220)	(220)	5.454	11.074	(659)	10.415	6.932	17.347
Enel Generación Piura S.A.	Individual	50.074	148.779	198.853	90.439	31.816	76.598	198.853	36.862	(16.056)	20.806	15.798	11.149	3	11.152	(3.783)	7.369	4.137	11.506
Grupo Enel Perú	Consolidado	195.530	151.411	346.941	163.287	31.816	151.838	346.941	36.862	(16.056)	20.806	15.578	10.928	5.457	16.348	(4.442)	11.906	8.206	20.112

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

		al 31.12.2024																	
	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	22.909	388.620	411.529	3.552	-	407.977	411.529	-	-	-	(1.628)	(1.709)	(7.095)	(7.869)	(4.778)	(12.647)	(53.158)	(65.805)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	80.298	78.836	159.134	49.212	14.324	95.598	159.134	46.954	(4.697)	42.257	18.741	16.755	(78.662)	(61.908)	21.540	(40.368)	(11.601)	(51.969)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	344.579	2.661.286	3.005.865	808.949	916.455	1.280.461	3.005.865	1.355.148	(947.985)	407.163	29.586	(177.730)	60.819	(116.928)	57.215	(59.713)	(167.202)	(226.915)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.584	673	13.257	11.957	110	1.190	13.257	316	(6)	310	158	(79)	(88)	338	-	338	(36)	302
Grupo Enel Argentina	Consolidado	172.562	643.073	815.635	31.877	14.324	769.434	815.635	46.954	(4.697)	42.257	17.088	15.022	(84.431)	(94.769)	22.373	(72.396)	(101.881)	(174.277)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	514.490	4.891.603	5.406.093	633.798	871.940	3.900.355	5.406.093	902.230	(283.510)	618.720	585.623	408.549	(63.843)	344.970	(47.859)	297.111	(2.419.201)	(2.122.090)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	52.701	74.044	126.745	33.391	9.945	83.409	126.745	166.564	(105.576)	60.988	52.416	39.458	724	40.182	(18.290)	21.892	(20.531)	1.361
EGP Volta Grande	Individual	16.633	261.286	277.919	30.674	95.860	151.385	277.919	71.511	(14.040)	57.471	54.594	53.816	(9.440)	44.376	(12.604)	31.772	(38.227)	(6.455)
Enel Cien S.A.	Individual	157.034	56.818	213.852	64.021	330	149.501	213.852	2.567	(42)	2.525	1.261	699	19.617	20.316	(7.094)	13.222	(40.760)	(27.538)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	597.037	1.786.568	2.383.605	930.299	583.239	870.067	2.383.605	1.579.297	(1.043.774)	535.523	380.317	227.658	(136.905)	90.753	(4.558)	86.195	(213.909)	(127.714)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	767.954	2.448.627	3.216.581	1.093.959	717.696	1.404.926	3.216.581	1.646.213	(1.089.859)	556.354	387.150	178.082	(163.636)	14.446	108.141	122.587	(301.412)	(178.825)
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	69.806	148.643	218.449	96.251	6.471	115.726	218.448	65.248	(42.198)	23.050	3.708	(54.890)	2.185	(52.128)	6.368	(45.760)	(33.428)	(79.188)
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.187.707	4.282.908	5.470.615	1.686.271	2.323.428	1.460.916	5.470.615	3.833.888	(2.618.748)	1.215.140	878.655	582.772	(301.964)	280.807	(98.078)	182.729	(290.351)	(107.622)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.506.658	14.626.056	18.132.714	3.524.875	4.243.678	10.364.161	18.132.714	8.315.854	(5.207.147)	3.108.707	2.231.589	1.262.785	(604.520)	658.114	(104.380)	553.734	(2.502.392)	(1.948.658)
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	870.530	5.441.652	6.312.182	1.090.368	2.188.613	3.033.201	6.312.182	3.827.127	(2.239.613)	1.587.514	1.303.607	1.008.995	(242.573)	810.769	(274.717)	536.052	(394.538)	141.514
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	4.677	2.128	6.805	4.393	-	2.412	6.805	30.288	(28.759)	1.529	104	(47)	(139)	(186)	32	(154)	(339)	(493)
Enel Costa Rica Cam S.A.	Individual	50.619	173.204	223.823	9.638	491	213.694	223.823	4.018	-	4.018	606	172	1.485	1.657	(534)	1.123	-	1.123
PH Chucas S.A.	Individual	8.728	78.862	87.590	95.624	25.200	(33.234)	87.590	16.997	(75)	16.922	12.668	6.904	(4.553)	2.351	-	2.351	-	2.351
Enel Guatemala S.A.	Individual	12.280	4.303	16.583	13.478	1.370	1.735	16.583	64.012	(55.005)	9.007	1.427	399	(117)	369	(254)	115	-	115
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	14.085	35.123	49.208	2.171	3.038	43.999	49.208	20.297	(3.318)	16.979	13.565	12.187	(203)	11.984	(1.440)	10.544	-	10.544
Generadora Montecristo S.A.	Individual	50.305	19.576	69.881	37.973	9.371	22.537	69.881	2.478	-	2.478	1.470	627	998	1.639	(210)	1.429	-	1.429
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	50.912	289.715	340.627	2.626	31	337.970	340.627	34.817	(7.848)	26.969	19.581	(758)	28	(660)	(2.486)	(3.146)	-	(3.146)
Enel Panamá Cam S.R.L.	Individual	89.535	207.260	296.795	57.298	19.221	220.276	296.795	5.625	-	5.625	994	(959)	700	10.220	(1.174)	9.046	-	9.046
Enel Renovable S.R.L.	Individual	7.660	90.093	97.753	50.837	14.635	32.281	97.753	13.888	(1.381)	12.507	10.349	5.790	(3.352)	2.438	(984)	1.454	-	1.454
Enel Fortuna S.A.	Individual	149.989	460.902	610.891	63.053	86.772	461.066	610.891	219.729	(105.564)	114.165	100.229	80.529	(2.733)	77.796	(23.764)	54.032	-	54.032
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.044.383	5.988.906	7.033.289	1.201.166	2.348.302	3.483.821	7.033.289	4.185.798	(2.387.345)	1.798.453	1.477.346	1.121.735	(252.458)	869.292	(307.650)	561.642	(314.252)	247.390
Enel Perú S.A.C.	Individual	752.536	2.804	755.340	643.667	-	111.673	755.340	-	-	-	(707)	(707)	14.191	3.094.356	(643.099)	2.451.257	(9.643)	2.441.614
Enel Generación Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	228.798	(78.258)	150.540	123.177	105.506	(7.022)	104.056	(31.157)	72.899	(12.742)	60.157
Chinango S.A.C.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	27.424	(2.154)	25.270	23.458	23.451	154	23.605	(7.008)	16.597	(1.458)	15.139
Enel Generación Piura S.A.	Individual	39.346	155.433	194.779	82.709	30.856	81.214	194.779	78.888	(29.637)	49.251	39.037	32.748	(4.551)	28.198	(7.925)	20.273	(1.137)	19.136
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	466.815	(312.246)	154.569	122.398	116.908	(11.012)	106.061	(32.681)	73.380	(13.683)	59.697
Grupo Enel Perú	Consolidado	897.269	2.091	899.360	757.233	-	142.127	899.360	721.696	(336.850)	384.846	314.603	285.070	(8.279)	3.277.060	(734.814)	2.542.246	(20.791)	2.521.455

40.Hechos posteriores

Enel Colombia S.A. E.S.P.

i. El 7 de julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la Compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi, ubicado en el departamento de La Guajira. Esta venta se concreta a través de la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, previa aprobación de su Junta Directiva en sesión de diciembre de 2024 y del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo autorizaciones regulatorias y de competencia. El perfeccionamiento de esta operación no genera efectos en resultados para Enel Américas.

ii. El 22 de julio de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. recibió un desembolso por USD 100 millones (COP 401.644 millones), en el marco del contrato de crédito firmado con el European Investment Bank (EIB) el 20 de junio de 2025. Esta operación cuenta con una garantía parcial otorgada por SACE, la Agencia Italiana de Crédito a la Exportación.

   El crédito tiene un plazo de 10 años, con pago de intereses semestral y un esquema de amortización que contempla pagos equivalentes al 2.5% del monto desembolsado entre los años 1 y 8, y el 40% durante los años 9 y 10. Los recursos obtenidos se destinarán a financiar la construcción de los Parques Solares Guayepo III y Atlántico.

Entre el 1 de julio de 2025 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, 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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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 (2)	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	Wind Autogeneración S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	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	Generadora Montecristo, S.A. (2)	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	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 Austral, S.A. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A. (2)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	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	-	99,82%	99,82%	-	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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
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. (2)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Maringá S.A. (2)	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	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
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	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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 30.06.2025			al 31.12.2024		
				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 30.06.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.579	887.239	20	242.456	10.092	16.277	417.129	-	**1.574.792**
Otros activos financieros corrientes	135	19	-	15.142	-	28.342	183.086	-	**226.724**
Otros activos no financieros corrientes	6.060	11.007	-	30.142	36.763	46.080	384.402	-	**514.454**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.061	64.051	-	500.048	2.954	375.556	2.103.812	-	**3.047.482**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	431	4.640	6.691	90	-	439	4.324	-	**16.615**
Inventarios corrientes	-	17.406	446	114.229	8.100	31.386	361.675	-	**533.242**
Activos por impuestos corrientes	300	10.910	-	1.591	86.042	13.961	194.834	-	**307.638**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	50.661	211	-	-	-	**50.872**
Total Activo Corriente	**9.566**	**995.272**	**7.157**	**954.359**	**144.162**	**512.041**	**3.649.262**	**-**	**6.271.819**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	84.453	-	17	-	15.648	5.400.744	-	**5.500.862**
Otros activos no financieros no corrientes	4.127	15.870	-	50.910	5.930	186	1.802.450	-	**1.879.473**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	32	53.515	-	13.955	110	-	327.031	-	**394.643**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	2	-	-	**2**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	1.938	418	2.995	287	-	**5.638**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	160.943	-	144.250	2.410	124.646	2.702.106	-	**3.134.355**
Plusvalía	-	28.216	-	65.826	-	-	1.130.574	-	**1.224.616**
Propiedades, Planta y Equipo	604	784.267	-	5.187.259	57.043	2.537.512	5.375.761	-	**13.942.446**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.097	-	**7.097**
Activos por derecho de uso	-	14.120	-	56.703	85.500	-	245.972	-	**402.295**
Activos por impuestos diferidos	43.026	2.386	-	1.460	-	162	681.275	-	**728.309**
Total Activos No Corriente	**47.789**	**1.143.770**	**-**	**5.522.318**	**151.411**	**2.681.151**	**17.673.297**	**-**	**27.219.736**
Total Activos	**57.355**	**2.139.042**	**7.157**	**6.476.677**	**295.573**	**3.193.192**	**21.322.559**	**-**	**33.491.555**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

ACTIVOS	al 31.12.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.132	12.360	201.930	635.865	564.284	1.660.488	26	-	**3.076.085**
Otros activos financieros corrientes	135	18	-	17.250	-	29.706	217.859	-	**264.968**
Otros activos no financieros corrientes	4.212	11.675	-	23.522	29.344	35.327	313.067	-	**417.147**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	874	39.425	-	440.660	23	301.829	1.893.155	-	**2.675.966**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	823	3.869	6.179	134	-	117	3.853	-	**14.975**
Inventarios corrientes	-	9.343	-	99.402	-	44.260	292.170	-	**445.175**
Activos por impuestos corrientes	9.379	17.690	-	34.144	66.620	14.643	136.563	-	**279.039**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	50.784	195.212	-	-	-	**245.996**
Total Activo Corriente	**16.555**	**94.380**	**208.109**	**1.301.761**	**855.483**	**2.086.370**	**2.856.693**	**-**	**7.419.351**
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	85.859	-	4.286	-	11.253	4.487.747	-	**4.589.145**
Otros activos no financieros no corrientes	4.801	14.740	-	52.749	-	123	1.564.899	-	**1.637.312**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	25	67.474	-	11.707	-	-	137.241	-	**216.447**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	3	-	-	**3**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	9.760	-	3.311	444	-	**13.515**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	169.412	-	144.048	1.779	125.370	2.494.687	-	**2.935.296**
Plusvalía	-	28.216	-	61.038	-	-	998.791	-	**1.088.045**
Propiedades, Planta y Equipo	606	811.881	-	4.585.058	312	2.536.368	4.769.296	-	**12.703.521**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	6.224	-	**6.224**
Activos por derecho de uso	-	12.007	-	54.719	-	1.071	138.476	-	**206.273**
Activos por impuestos diferidos	42.860	2.561	-	1.398	-	11.861	610.525	-	**669.205**
Total Activos No Corriente	**48.292**	**1.192.150**	**-**	**4.924.763**	**2.091**	**2.689.360**	**15.208.330**	**-**	**24.064.986**
Total Activos	**64.847**	**1.286.530**	**208.109**	**6.226.524**	**857.574**	**4.775.730**	**18.065.023**	**-**	**31.484.337**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 30.06.2025								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	230.787	155.539	370.938	31.001	-	494.866	-	**1.283.132**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	2.668	-	7.452	391	-	50.440	-	**60.951**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.005	101.191	319	832.945	6.184	613.505	2.189.109	106	**3.750.364**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	6.233	26.520	526.999	68	-	110	12.200	-	**572.130**
Otras provisiones corrientes	-	-	-	67.754	-	34.230	91.201	-	**193.185**
Pasivos por impuestos corrientes	24	18.406	-	8.952	82.886	79.665	18.256	-	**208.189**
Otros pasivos no financieros corrientes	834	12.889	-	37.370	3.405	20.089	147.549	-	**222.136**
Total Pasivo Corriente	**14.097**	**392.461**	**682.857**	**1.325.479**	**123.867**	**747.599**	**3.003.621**	**106**	**6.290.087**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	811.427	99.377	1.768.906	-	94.515	1.743.284	-	**4.517.509**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	13.787	-	49.056	-	-	210.123	-	**272.966**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	46.337	-	45.010	-	297.273	1.365.308	-	**1.753.928**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	27.945	-	-	-	-	-	-	**27.945**
Otras provisiones no corrientes	-	7.444	-	179.829	1.863	6.543	487.747	-	**683.426**
Pasivo por impuestos diferidos	-	44.333	-	138.217	29.953	440.583	113.559	-	**766.645**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	988	412	-	83.097	-	15.729	636.785	-	**737.011**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	32	-	-	-	12.426	17.907	-	**30.365**
Total Pasivo No Corriente	**988**	**951.717**	**99.377**	**2.264.115**	**31.816**	**867.069**	**4.574.713**	**-**	**8.789.795**
Total Pasivo	**15.085**	**1.344.178**	**782.234**	**3.589.594**	**155.683**	**1.614.668**	**7.578.334**	**106**	**15.079.882**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

PASIVOS	al 31.12.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	316.290	8.744	455.741	-	16.803	176.813	-	**974.392**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	1.636	-	6.527	-	-	23.447	-	**31.610**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.697	193.266	1.326	513.922	-	720.297	2.258.163	22	**3.694.693**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	643.270	31.489	482.409	14.484	-	193	93.880	-	**1.265.725**
Otras provisiones corrientes	3.262	-	-	53.493	-	30.204	70.519	-	**157.478**
Pasivos por impuestos corrientes	-	24.811	-	-	642.603	-	21.783	-	**689.197**
Otros pasivos no financieros corrientes	889	8.346	-	30.226	-	36.183	112.801	-	**188.445**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	1	113.435	-	-	-	**113.436**
Total Pasivo Corriente	**655.119**	**575.838**	**492.479**	**1.074.394**	**756.038**	**803.680**	**2.757.406**	**22**	**7.114.976**
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	1.131.587	41.454	1.778.530	-	-	1.230.737	-	**4.182.308**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	11.865	-	48.165	-	-	123.216	-	**183.246**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	45.383	-	4.912	-	310.667	930.625	-	**1.291.587**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	51.277	-	-	-	-	-	-	**51.277**
Otras provisiones no corrientes	-	6.854	-	166.076	-	5.933	422.681	-	**601.544**
Pasivo por impuestos diferidos	-	43.845	-	105.135	-	512.672	92.477	-	**754.129**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.006	429	-	85.798	-	15.235	764.672	-	**867.140**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	11.709	-	-	-	3.811	15.578	-	**31.098**
Total Pasivo No Corriente	**1.006**	**1.302.949**	**41.454**	**2.188.616**	**-**	**848.318**	**3.579.986**	**-**	**7.962.329**
Total Pasivo	**656.125**	**1.878.787**	**533.933**	**3.263.010**	**756.038**	**1.651.998**	**6.337.392**	**22**	**15.077.305**

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 30.06.2025					
	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	1.923.169	386.616	148.979	1.393.806	**3.852.570**	**56.318**
Provisión de deterioro	(88.556)	(48.394)	(43.845)	(951.138)	**(1.131.933)**	**(1.609)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	8.424	-	-	-	**8.424**	**59.687**
Provisión de deterioro	(4.468)	-	-	-	**(4.468)**	**(28.085)**
Otras cuentas por cobrar bruto	325.500	-	-	-	**325.500**	**312.934**
Provisión de deterioro	(2.611)	-	-	-	**(2.611)**	**(4.602)**
Total	**2.161.458**	**338.222**	**105.134**	**442.668**	**3.047.482**	**394.643**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024					
	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	1.721.353	363.611	135.499	1.132.488	**3.352.951**	**102.105**
Provisión de deterioro	(70.337)	(44.001)	(44.123)	(778.405)	**(936.866)**	**(1.330)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	5.145	-	-	-	**5.145**	**51.294**
Provisión de deterioro	(2.358)	-	-	-	**(2.358)**	**(23.057)**
Otras cuentas por cobrar bruto	260.270	-	-	-	**260.270**	**90.527**
Provisión de deterioro	(3.176)	-	-	-	**(3.176)**	**(3.092)**
Total	**1.910.897**	**319.610**	**91.376**	**354.083**	**2.675.966**	**216.447**

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 30.06.2025					
	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	8.793.553	1.776.985	587.406	202.502	**9.380.959**	**1.979.487**
Entre 1 y 30 días	4.389.690	227.769	151.091	14.238	**4.540.781**	**242.007**
Entre 31 y 60 días	903.946	78.849	89.140	10.247	**993.086**	**89.096**
Entre 61 y 90 días	354.563	47.411	52.556	8.102	**407.119**	**55.513**
Entre 91 y 120 días	231.791	48.468	38.356	7.246	**270.147**	**55.714**
Entre 121 y 150 días	195.907	40.513	31.317	6.094	**227.224**	**46.607**
Entre 151 y 180 días	169.651	40.753	29.508	5.905	**199.159**	**46.658**
Entre 181 y 210 días	164.526	39.904	34.895	6.619	**199.421**	**46.523**
Entre 211 y 250 días	159.292	36.074	29.448	5.211	**188.740**	**41.285**
Superior a 251 días	4.090.994	1.143.655	1.002.429	162.343	**5.093.423**	**1.305.998**
Total	**19.453.913**	**3.480.381**	**2.046.146**	**428.507**	21.500.059	3.908.888

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

	al 31.12.2024					
	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	8.034.893	1.715.501	582.076	107.957	**8.616.969**	**1.823.458**
Entre 1 y 30 días	4.665.867	207.921	173.096	11.462	**4.838.963**	**219.383**
Entre 31 y 60 días	914.951	77.850	94.820	8.164	**1.009.771**	**86.014**
Entre 61 y 90 días	403.150	51.775	64.031	6.439	**467.181**	**58.214**
Entre 91 y 120 días	249.602	49.324	46.117	5.267	**295.719**	**54.591**
Entre 121 y 150 días	201.463	36.969	45.017	4.417	**246.480**	**41.386**
Entre 151 y 180 días	169.202	35.584	33.736	3.938	**202.938**	**39.522**
Entre 181 y 210 días	157.612	31.109	32.250	4.522	**189.862**	**35.631**
Entre 211 y 250 días	142.483	27.618	26.939	4.699	**169.422**	**32.317**
Superior a 251 días	5.796.012	859.415	231.212	205.125	**6.027.224**	**1.064.540**
Total	**20.735.235**	**3.093.066**	**1.329.294**	**361.990**	22.064.529	3.455.056

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2025		2024	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	873.894	211.946	944.204	191.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	44.457	92.388	44.873	90.389
Total	**918.351**	**304.334**	**989.077**	**282.077**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Provisiones y Castigos	al 30.06.2025	al 31.12.2024
Provisión cartera no repactada	165.823	217.590
Provisión cartera repactada	8.312	25.229
Recuperos del período	(2.663)	(2.108)
Total	**171.472**	**240.711**

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Número y monto operaciones	al 30.06.2025		al 31.12.2024	
	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	1.726.113	2.701.512	1.038.686	3.055.251
Monto de las operaciones	89.085	171.472	71.699	240.711

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 30.06.2025												
	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	**419.106**	**36.880**	**4.464**	**1.871**	**1.649**	**866**	**2.345**	**1.137**	**453**	**14.312**	**51.516**	**534.599**	**4.418**
Grandes Clientes	105.129	2.327	404	36	56	81	-	-	-	6.854	538	**115.425**	**20**
Clientes Institucionales	35.853	29.774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**65.627**	**-**
Otros	278.124	4.779	4.060	1.835	1.593	785	2.345	1.137	453	7.458	50.978	**353.547**	**4.398**
Provisión Deterioro	(9.105)	(1.834)	(220)	(85)	(59)	(37)	(17)	(599)	(224)	(2.843)	(9.307)	**(24.330)**	**-**
Servicios no facturados	95.796	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**95.796**	**4.398**
Servicios facturados	323.310	36.880	4.464	1.871	1.649	866	2.345	1.137	453	14.312	51.516	**438.803**	**20**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.504.063**	**205.127**	**84.632**	**53.642**	**54.065**	**45.741**	**44.313**	**45.386**	**40.832**	**129.081**	**1.111.089**	**3.317.971**	**51.900**
Clientes Masivos	949.397	146.183	63.258	43.681	39.620	31.214	32.431	34.158	32.137	98.502	856.160	**2.326.741**	**31.784**
Grandes Clientes	417.829	43.803	13.873	9.020	7.690	8.004	5.988	5.572	4.784	17.705	173.920	**708.188**	**6.944**
Clientes Institucionales	136.837	15.141	7.501	941	6.755	6.523	5.894	5.656	3.911	12.874	81.009	**283.042**	**13.172**
Provisión Deterioro	(79.451)	(7.418)	(25.652)	(13.185)	(14.772)	(13.473)	(15.487)	(29.772)	(23.586)	(64.340)	(820.467)	**(1.107.603)**	**(1.609)**
Servicios no facturados	348.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**348.042**	**-**
Servicios facturados	1.156.021	205.127	84.632	53.642	54.065	45.741	44.313	45.386	40.832	129.081	1.111.089	**2.969.929**	**51.899**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.923.169**	**242.007**	**89.096**	**55.513**	**55.714**	**46.607**	**46.658**	**46.523**	**41.285**	**143.393**	**1.162.605**	**3.852.570**	**56.318**
Total Provisión Deterioro	**(88.556)**	**(9.252)**	**(25.872)**	**(13.270)**	**(14.831)**	**(13.510)**	**(15.504)**	**(30.371)**	**(23.810)**	**(67.183)**	**(829.774)**	**(1.131.933)**	**(1.609)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.834.613**	**232.755**	**63.224**	**42.243**	**40.883**	**33.097**	**31.154**	**16.152**	**17.475**	**76.210**	**332.831**	**2.720.637**	**54.709**

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 31.12.2024												
	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	**346.737**	**6.872**	**5.242**	**838**	**940**	**644**	**1.029**	**609**	**776**	**4.833**	**12.556**	**381.076**	**4.682**
Grandes Clientes	92.945	606	404	209	298	81	-	-	-	-	715	**95.258**	**20**
Clientes Institucionales	15.317	1.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**17.211**	**-**
Otros	238.475	4.372	4.838	629	642	563	1.029	609	776	4.833	11.841	**268.607**	**4.662**
Provisión Deterioro	(4.289)	(552)	(2.161)	(185)	(253)	(11)	(19)	(12)	(303)	(4.813)	(4.073)	**(16.671)**	**-**
Servicios no facturados	267.424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**267.424**	**-**
Servicios facturados	79.313	6.872	5.242	838	940	644	1.029	609	776	4.833	12.556	**113.652**	**4.682**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.374.616**	**212.511**	**80.772**	**57.376**	**53.651**	**40.742**	**38.493**	**35.022**	**31.541**	**90.028**	**957.123**	**2.971.875**	**97.423**
Clientes Masivos	891.010	150.983	59.564	43.633	39.264	30.957	26.826	24.870	24.267	66.529	734.153	**2.092.056**	**90.371**
Grandes Clientes	375.262	46.043	11.448	7.672	6.959	5.521	5.830	6.081	5.174	16.474	134.845	**621.309**	**6.139**
Clientes Institucionales	108.344	15.485	9.760	6.071	7.428	4.264	5.837	4.071	2.100	7.025	88.125	**258.510**	**913**
Provisión Deterioro	(66.048)	(6.939)	(20.352)	(13.812)	(14.798)	(13.230)	(15.812)	(24.885)	(18.895)	(50.687)	(674.737)	**(920.195)**	**(1.330)**
Servicios no facturados	323.013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**323.013**	**-**
Servicios facturados	1.051.603	212.511	80.772	57.376	53.651	40.742	38.493	35.022	31.541	90.028	957.123	**2.648.862**	**97.423**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**1.721.353**	**219.383**	**86.014**	**58.214**	**54.591**	**41.386**	**39.522**	**35.631**	**32.317**	**94.861**	**969.679**	3.352.951	102.105
Total Provisión Deterioro	**(70.337)**	**(7.491)**	**(22.513)**	**(13.997)**	**(15.051)**	**(13.241)**	**(15.831)**	**(24.897)**	**(19.198)**	**(55.500)**	**(678.810)**	(936.866)	(1.330)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**1.651.016**	**211.892**	**63.501**	**44.217**	**39.540**	**28.145**	**23.691**	**10.734**	**13.119**	**39.361**	**290.869**	2.416.085	100.775

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 30.06.2025											
	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	**419.106**	**36.880**	**4.464**	**1.871**	**1.649**	**866**	**2.345**	**1.137**	**453**	**65.828**	**534.599**	**4.418**
Grandes Clientes	97.762	2.327	404	36	56	81	-	-	-	7.392	**108.058**	**20**
Clientes Institucionales	35.853	29.774	-	-	-	-	-	-	-	-	**65.627**	**-**
Otros	285.491	4.779	4.060	1.835	1.593	785	2.345	1.137	453	58.436	**360.914**	**4.398**
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.351.632**	**190.889**	**74.385**	**45.540**	**46.819**	**39.647**	**38.408**	**38.767**	**35.621**	**1.077.827**	**2.939.535**	**1.829**
Clientes Masivos	838.872	134.626	54.416	36.537	33.363	25.922	27.149	28.330	27.641	812.375	**2.019.231**	**1**
Grandes Clientes	398.203	41.745	12.986	8.303	6.898	7.346	5.517	5.103	4.207	173.735	**664.043**	**1.828**
Clientes Institucionales	114.557	14.518	6.983	700	6.558	6.379	5.742	5.334	3.773	91.717	**256.261**	**-**
Cartera repactada	**152.431**	**14.238**	**10.247**	**8.102**	**7.246**	**6.094**	**5.905**	**6.619**	**5.211**	**162.343**	**378.436**	**50.071**
Clientes Masivos	110.526	11.557	8.843	7.145	6.257	5.293	5.282	5.828	4.497	142.287	**307.515**	**31.783**
Grandes Clientes	19.625	2.058	887	717	792	657	471	469	576	17.890	**44.142**	**5.116**
Clientes Institucionales	22.280	623	517	240	197	144	152	322	138	2.166	**26.779**	**13.172**
Total cartera bruta	**1.923.169**	**242.007**	**89.096**	**55.513**	**55.714**	**46.607**	**46.658**	**46.523**	**41.285**	**1.305.998**	**3.852.570**	**56.318**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Tipos de Cartera	al 31.12.2024											
	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	**346.737**	**6.872**	**5.242**	**838**	**940**	**644**	**1.029**	**609**	**776**	**17.389**	**381.076**	**4.682**
Grandes Clientes	92.945	606	404	209	298	81	-	-	-	715	**95.258**	**20**
Clientes Institucionales	32.288	4.428	2.776	158	149	160	148	141	-	8.303	**48.551**	**-**
Otros	221.504	1.838	2.062	471	493	403	881	468	776	8.371	**237.267**	**4.662**
Cartera repactada	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**1.303.797**	**201.049**	**72.608**	**50.937**	**48.384**	**36.325**	**34.555**	**30.500**	**26.842**	**842.026**	**2.647.023**	**60.285**
Clientes Masivos	841.003	142.037	52.560	38.080	34.912	27.149	23.470	21.031	20.050	626.473	**1.826.765**	**58.452**
Grandes Clientes	360.199	43.822	10.439	6.928	6.154	4.999	5.350	5.650	4.766	132.203	**580.510**	**1.833**
Clientes Institucionales	102.595	15.190	9.609	5.929	7.318	4.177	5.735	3.819	2.026	83.350	**239.748**	**-**
Cartera repactada	**70.819**	**11.462**	**8.164**	**6.439**	**5.267**	**4.417**	**3.938**	**4.522**	**4.699**	**205.125**	**324.852**	**37.138**
Clientes Masivos	50.007	8.946	7.005	5.553	4.351	3.809	3.356	3.838	4.217	174.209	**265.291**	**31.920**
Grandes Clientes	15.063	2.221	1.008	744	805	521	480	432	408	19.116	**40.798**	**4.306**
Clientes Institucionales	5.749	295	151	142	111	87	102	252	74	11.800	**18.763**	**912**
Total cartera bruta	**1.721.353**	**219.383**	**86.014**	**58.214**	**54.591**	**41.386**	**39.522**	**35.631**	**32.317**	**1.064.540**	**3.352.951**	**102.105**

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 30.06.2025		al 31.12.2024		al 30.06.2025		al 31.12.2024		al 30.06.2025		al 31.12.2024		al 30.06.2025		al 31.12.2024		al 30.06.2025		al 31.12.2024	
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	210.689	15.324	201.388	12.090	152.183	-	119.798	-	617.032	-	563.223	-	2.737	-	279	-	**982.641**	**15.324**	**884.688**	**12.090**
Total Activo Estimado	**210.689**	**15.324**	**201.388**	**12.090**	**152.183**	**-**	**119.798**	**-**	**617.032**	**-**	**563.223**	**-**	**2.737**	**-**	**279**	**-**	**982.641**	**15.324**	**884.688**	**12.090**
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	90.230	7.112	97.259	17.546	90.831	-	75.539	-	352.920	73.757	308.025	50.886	-	-	-	-	**533.981**	**80.869**	**480.823**	**68.432**
Total Pasivo Estimado	**90.230**	**7.112**	**97.259**	**17.546**	**90.831**	**-**	**75.539**	**-**	**352.920**	**73.757**	**308.025**	**50.886**	**-**	**-**	**-**	**-**	**533.981**	**80.869**	**480.823**	**68.432**

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	2025		2024		2025		2024		2025		2024		2025		2024		2025		2024	
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	96.042	15.891	96.042	15.891	146.821	-	146.821	-	599.784	-	599.784	-	2.853	-	2.853	-	**845.500**	**15.891**	**845.500**	**15.891**
Compras de Energía	81.097	6.903	81.097	6.903	117.558	-	117.558	-	360.668	80.312	360.668	80.312	-	-	-	-	**559.323**	**87.215**	**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 30.06.2025				al 31.12.2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	202.373	608.338	455.796	**1.266.507**	137.479	415.637	499.296	**1.052.412**
Entre 31 y 60 días	49.228	82.423	153.183	**284.834**	40.007	216.383	141.255	**397.645**
Entre 61 y 90 días	77.831	477.604	52.565	**608.000**	78.322	524.011	51.522	**653.855**
Entre 91 y 120 días	63.294	38.581	11.707	**113.582**	51.437	29.073	10.991	**91.501**
Entre 121 y 365 días	42.196	72.770	93.586	**208.552**	34.293	53.122	32.788	**120.203**
Más de 365 días	-	319.797	1.635	**321.432**	4.787	333.804	6.460	**345.051**
Total	**434.922**	**1.599.513**	**768.472**	**2.802.907**	**346.325**	**1.572.030**	**742.312**	**2.660.667**
Periodo promedio de pago cuentas al día	41	39	41		40	39	41	

Miles de dólares estadounidenses - MUS$

Detalle de Proveedores	al 30.06.2025				al 31.12.2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	124.536	731.057	695.694	**1.551.287**	86.686	763.890	675.169	**1.525.745**
Proveedores por compra de combustibles y gas	529	1.258	88	**1.875**	569	285	95	**949**
Compra de activos	46.517	23.458	7.753	**77.728**	47.251	23.625	7.875	**78.751**
Cuentas por pagar bienes y servicios	263.340	843.740	64.937	**1.172.017**	211.819	784.230	59.173	**1.055.222**
Total	**434.922**	**1.599.513**	**768.472**	**2.802.907**	**346.325**	**1.572.030**	**742.312**	**2.660.667**

Firma Documento Electrónico

Identificador Único: DAD832C2-1FBF-4E7E-B650-0153B98445D4
Páginas: 208
Tipo de Documento: EF - REVISIÓN INTERMEDIA

Para verificar la validez dirigirse a https://produccion.hqb.cl/HQBDOC_KPMG/DocumentoElectronico.aspx