

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONSOLIDADOS CONDENSADOS**

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales

Al y por el período de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025.

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024 y por el periodo de tres meses terminado al 31 de marzo de 2024).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

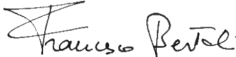
	Nota	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
ACTIVO			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.488.836.566	\$ 1.263.347.284
Otros activos financieros	5	39.584.681	78.287.593
Otros activos no financieros	6	238.351.933	138.659.531
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.273.598.288	2.170.927.317
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	15.538.675	19.169.872
Inventarios, neto	9	496.911.985	479.094.168
Activos mantenidos para la venta	10	213.153.311	223.732.802
Activos por impuestos de renta	11	15.152.953	226.278.857
Total activo corriente		\$ 4.781.128.392	\$ 4.599.497.424
<i>Activo no corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	372.806.865	397.444.539
Otros activos no financieros	6	301.529.719	296.002.330
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	59.037.533	55.197.479
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	32.712.275	38.191.677
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.305.666.734	1.381.569.510
Propiedades, planta y equipo, neto	14	24.099.180.592	23.985.785.460
Plusvalía	15	118.294.438	124.405.298
Activos por impuestos diferidos	16	17.343.743	17.451.587
Total activo no corriente		\$ 26.306.571.899	\$ 26.296.047.880
Total activo		\$ 31.087.700.291	\$ 30.895.545.304
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.611.897.869	2.043.751.158
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.239.870.121	2.214.971.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	2.292.188.626	263.610.890
Provisiones	19	229.355.187	235.666.326
Pasivos por impuestos	20	88.401.938	109.400.332
Otros pasivos no financieros	21	322.625.421	320.340.027
Provisiones por beneficios a los empleados	22	119.033.661	122.446.682
Total pasivo corriente		\$ 6.903.372.823	\$ 5.310.187.141
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	8.035.100.677	8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	192.264.339	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	236.329.402	247.174.332
Provisiones	19	770.929.621	761.875.252
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	131.018	137.786
Provisiones por beneficios a los empleados	22	360.265.753	360.381.970
Pasivos por impuestos diferidos	16	699.327.970	674.791.075
Total pasivo no corriente		\$ 10.294.348.780	\$ 10.344.365.722
Total pasivo		\$ 17.197.721.603	\$ 15.654.552.863

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024)
 (En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Patrimonio			
Capital emitido	23	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.747.392.308	1.783.197.947
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		268.440.445	475.585.340
<i>Utilidad del período</i>		919.262.835	2.251.936.168
<i>Utilidades retenidas</i>		969.976.748	744.783.131
<i>Pérdidas retenidas</i>		(258.367.060)	(258.367.060)
<i>Utilidad por efecto de conversión a NCIF</i>		3.267.493.838	3.267.493.838
<i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		4.634.515.610	5.741.995.326
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 12.861.141.804	\$ 14.211.572.054
Participaciones no controladoras		1.028.836.884	1.029.420.387
Total patrimonio		13.889.978.688	15.240.992.441
Total pasivo y patrimonio		\$ 31.087.700.291	\$ 30.895.545.304

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Francesco Bertoli
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450–T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Resultados, Intermedio y por Naturaleza
Por el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2025
(Con cifras comparativas por el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2024)
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

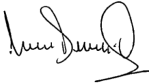
	Nota	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 4.056.981.780	4.087.089.512
Otros ingresos de operación	24	54.644.868	22.908.389
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		4.111.626.648	4.109.997.901
Aprovisionamientos y servicios	25	(1.854.175.279)	(2.096.571.926)
Margen de contribución		\$ 2.257.451.369	\$ 2.013.425.975
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	43.570.262	41.826.199
Gastos de personal		(147.102.569)	(140.929.429)
Otros gastos fijos, por naturaleza		(182.882.140)	(179.743.593)
Resultado bruto de operación		1.971.036.922	1.734.579.152
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(279.990.783)	(269.975.926)
Ganancias (pérdidas) por deterioro		12.025.616	(16.358.346)
Resultado de operación		1.703.071.755	1.448.244.880
Ingresos financieros		44.122.029	57.866.732
Gastos financieros	26	(304.796.429)	(328.963.822)
Diferencia en cambio, neto	26	3.696.328	(3.077.525)
Resultado financiero, neto		(256.978.072)	(274.174.615)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	(1.693.266)	(4.004.415)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	27	(1.881.444)	(1.330.100)
Resultados antes de impuestos		1.442.518.973	1.168.735.750
Gasto por impuestos a las ganancias		(473.219.900)	(377.031.636)
Utilidad del período		\$ 969.299.073	\$ 791.704.114
Utilidad atribuible			
A los accionistas		919.262.835	756.269.078
Participación no controlada		50.036.238	35.435.036
Resultado del período		\$ 969.299.073	\$ 791.704.114
Resultado por acción básica y diluida			
Ganancia por acción básica y diluida		6.173	5.079
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Francesco Bertoli
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450–T



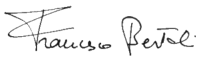
Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado del Otro Resultado Integral, Intermedio
Por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2025
(Cifras comparativas por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024)
 (En miles de pesos colombianos)

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Resultado del período	\$ 969.299.073	\$ 791.704.114
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(83.446)	(518.844)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(399.748)	40.971.935
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(169.867.379)	14.689.133
Otro resultado del período, antes de impuestos	(170.350.573)	55.142.224
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
Pérdidas por coberturas de flujos de efectivo	(56.820.893)	(27.555.277)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	(56.820.893)	(27.555.277)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	139.257	(12.236)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	139.257	(12.236)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	19.887.314	9.610.985
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período	19.887.314	9.610.985
Total otro resultado integral	(207.144.895)	37.185.696
Resultado Integral Total	\$ 762.154.178	\$ 828.889.810
Utilidad atribuible:		
A los accionistas	712.117.940	793.454.774
Participación no controlada	50.036.238	35.435.036
Utilidad del período	\$ 762.154.178	\$ 828.889.810

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

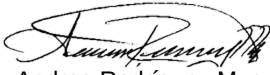
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Francesco Bertoli
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450–T



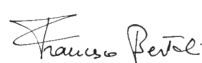
Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Cambios en el Patrimonio, Intermedio
Por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2025
(Cifras comparativas por el período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

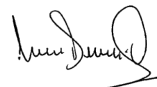
	Reservas									Otro resultado integral								
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total otro resultado integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio	Participaciones no controladoras	Total patrimonio	
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2024	\$ 655,222,313	\$ (6,508,367)	\$ 113,255,816	\$ 5,448,823,679	\$ 354,065,638	\$ 178,127	\$ 351,339,260	\$ 1,146,052,277	\$ 1,851,635,302	\$ (8,654,632)	\$ (196,445,900)	\$ 49,805,053	\$ (155,295,479)	\$ 5,228,518,219	\$ 13,135,651,483	\$ 830,686,515	\$ 13,966,337,998	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	756,269,078	756,269,078	35,435,036	791,704,114	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,185,696	-	37,185,696	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18,463,136)	40,959,699	14,689,133	37,185,696	-	-	-	-	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18,463,136)	40,959,699	14,689,133	37,185,696	756,269,078	793,454,774	35,435,036	828,889,810	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68,437,355)	-	(68,437,355)	-	-	-	-	(1,738,459,072)	(1,806,896,427)	-	(1,806,896,427)	
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,872,372	1,872,372	
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68,437,355)	-	(68,437,355)	(18,463,136)	40,959,699	14,689,133	37,185,696	(982,189,994)	(1,013,441,653)	37,307,408	(976,134,245)	
Patrimonio final al 31 de marzo de 2024	\$ 655,222,313	\$ (6,508,367)	\$ 113,255,816	\$ 5,448,823,679	\$ 354,065,638	\$ 178,127	\$ 282,901,905	\$ 1,146,052,277	\$ 1,783,197,947	\$ (27,117,768)	\$ (155,486,201)	\$ 64,494,186	\$ (118,109,783)	\$ 4,246,328,225	\$ 12,122,209,830	\$ 867,993,923	\$ 12,990,203,753	
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2025	\$ 655,222,313	\$ (6,508,367)	\$ 113,255,816	\$ 5,448,823,679	\$ 354,065,638	\$ 178,127	\$ 282,901,905	\$ 1,146,052,277	\$ 1,783,197,947	\$ 60,467,892	\$ (97,142,708)	\$ 512,260,156	\$ 475,585,340	\$ 5,741,995,326	\$ 14,211,572,054	\$ 1,029,420,387	\$ 15,240,992,441	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	919,262,835	919,262,835	50,036,238	969,299,073	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(207,144,895)	-	(207,144,895)	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,017,025)	(260,491)	(169,867,379)	(207,144,895)	-	-	-	-	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,017,025)	(260,491)	(169,867,379)	(207,144,895)	919,262,835	712,117,940	50,036,238	762,154,178	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35,805,639)	-	(35,805,639)	-	-	-	-	(2,026,742,551)	(2,062,548,190)	-	(2,062,548,190)	
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(50,619,741)	(50,619,741)	
Total disminución en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(35,805,639)	-	(35,805,639)	(37,017,025)	(260,491)	(169,867,379)	(207,144,895)	(1,107,479,716)	(1,350,430,250)	(583,503)	(1,351,013,753)	
Patrimonio final al 31 de marzo de 2025	\$ 655,222,313	\$ (6,508,367)	\$ 113,255,816	\$ 5,448,823,679	\$ 354,065,638	\$ 178,127	\$ 247,096,266	\$ 1,146,052,277	\$ 1,747,392,308	\$ 23,450,867	\$ (97,403,199)	\$ 342,392,777	\$ 268,440,445	\$ 4,634,515,610	\$ 12,861,141,804	\$ 1,028,836,884	\$ 13,889,978,688	

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

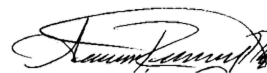
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Francesco Bertoli
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T



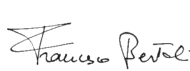
Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Flujo de Efectivo, Intermedio y Método Directo
Por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2025
(Cifras comparativas por el periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

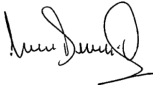
	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 4.066.898.998	\$ 4.141.542.641
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	13.458.318	25.740.656
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	4.690.245	3.348.086
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	671.288.303	662.557.079
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(2.113.824.952)	(2.463.587.453)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(166.759.841)	(113.705.628)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas.</i>	(86.849.654)	(59.673.516)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(531.114.981)	(905.112.742)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.857.786.436	1.291.109.123
Intereses recibidos	42.016	-
Impuestos a las ganancias pagados	(216.122.543)	(450.470.546)
Otras salidas de efectivo	(49.410.554)	(53.861.696)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.592.295.355	786.776.881
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(586.572.751)	(665.846.996)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(15.006.051)	(15.239.798)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de o2420pciones y de permuta financiera	7.351.936	363.796
Intereses recibidos actividades inversión	16.071.063	16.439.634
Otras entradas (salidas) de efectivo	(17.873.495)	942.652
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(596.029.298)	(663.340.712)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	70.000.000	860.000.000
Pago de préstamos	(603.845.502)	(1.040.239.655)
Intereses pagados financiación	(221.623.130)	(285.670.654)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(6.974.562)	(7.263.082)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(12.446.149)	(10.658.465)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(4.247.073)	-
Otras entradas de efectivo financiación	8.359.641	7.494.248
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(770.776.775)	(476.337.608)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	225.489.282	(352.901.439)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.263.347.284	1.629.477.082
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	\$ 1.488.836.566	\$ 1.276.575.643

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Francesco Bertoli
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450–T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2025)



KPMG S.A.S.
Calle 90 No. 19c - 74
Bogotá D.C. - Colombia

Teléfono +57 (601) 618 8000
+57 (601) 618 8100
www.kpmg.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE LA REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA INTERMEDIA

Señores Accionistas
Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Introducción

He revisado la información financiera intermedia condensada consolidada que se adjunta, al 31 de marzo de 2025 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), la cual comprende:

- el estado condensado consolidado de situación financiera al 31 de marzo de 2025;
- el estado condensado consolidado de resultados y el estado condensado consolidado del otro resultado integral, por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025;
- el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025;
- el estado condensado consolidado de flujos de efectivo por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025; y
- las notas a la información financiera intermedia.

La administración es responsable por la preparación y presentación de esta información financiera intermedia condensada consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre esta información financiera intermedia condensada consolidada, basada en mi revisión.

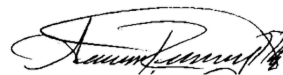
Alcance de la revisión

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

KPMG Confidencial

Conclusión

Basada en mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 31 de marzo de 2025 que se adjunta, no ha sido preparada, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Andrea Rodríguez Mur', with a stylized flourish at the end.

Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

14 de mayo de 2025

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

1.	Información general.....	9
2.	Bases de presentación.....	29
3.	Políticas contables	36
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	36
5.	Otros activos financieros.....	37
6.	Otros activos no financieros.....	41
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	42
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	47
9.	Inventarios, neto.....	52
10.	Activos mantenidos para la venta	54
11.	Activos por impuesto de renta	55
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	56
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	57
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	60
15.	Plusvalía.....	65
16.	Impuestos diferidos, neto	66
17.	Otros pasivos financieros	68
18.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar.....	73
19.	Provisiones	75
20.	Pasivos por impuestos	81
21.	Otros pasivos no financieros	84
22.	Provisiones por beneficios a los empleados	85
23.	Patrimonio	89
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	90
25.	Aprovisionamientos y servicios	94
26.	Gastos financieros.....	95
27.	Resultado en venta y disposición de activos, neto	96
28.	Compromisos y contingencias	97
29.	Sanciones	105
30.	Mercado de derivados energéticos	108
31.	Información sobre valores razonables.....	109
32.	Categorías de activos y pasivos financieros	111
33.	Segmentos de Operación	111
34.	Temas relevantes	114
35.	Eventos subsecuentes	114

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

1. Información general

1.1. Ente Económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (compañía controlante) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por la Ley 142 y 143 de 1994; es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13-45 Piso 1°, Bogotá D.C. y su término de duración es indefinido.

Fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333.

A través de la Escritura Pública No. 562 otorgada el 1 de marzo de 2022 de la Notaría 11 del Círculo de Bogotá inscrita en el Registro Público administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá bajo el número 02798609 del 1 de marzo de 2022 del libro IX, Enel Colombia S.A. E.S.P. absorbió mediante fusión a Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA2 S.p.A., adquiriendo todos los bienes y derechos de las sociedades absorbidas y asumiendo todos sus pasivos y obligaciones; así mismo, modificó su razón social pasando de Emgesa S.A. E.S.P. a Enel Colombia S.A. E.S.P.

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 31 de marzo de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	85.394.808	57,345%
Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	63.311.437	42,515%
Otros accionistas minoritarios	207.673	0,140%
Total	148.913.918	100%

Enel Colombia S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 2 de enero de 2024, inscrito el 29 de enero de 2024 bajo el No.03059531 del libro IX, por medio del cual la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América S.p.A. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes inversora Codensa S.A.S.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. - En liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S. y Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S., Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. y Wind Autogeneración S.A.S. (Subordinadas).

Producto de la adquisición del 100% de las acciones de la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., se encuentra pendiente el registro en Cámara de Comercio de Bogotá por la actualización de la situación de control y grupo empresarial.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados, incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Tipo de participación directa

Compañía	% Participación económica
Enel Costa Rica CAM S.A.	100,00%
Enel Guatemala S.A.	99,99%
Enel Panamá CAM S.R.L.	99,97%
Generadora de Occidente S.A.	99,00%
Generadora Montecristo S.A.	99,99%
Enel Renovable S.R.L. (*)	0,99%
Tecnoguat S.A.	75,00%
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

(*) Esta participación corresponde al porcentaje que posee Enel Colombia S.A. E.S.P., la participación indirecta de la sociedad (99,00%) se refleja en Enel Panamá CAM S.R.L.

Tipo de participación indirecta

Compañía	% Participación económica
Generadora Solar Occidente, S.A.	100,00%
Enel Fortuna S.A.	50,05%
Generadora Solar Austral S.A.	100,00%
Generadora Solar El Puerto S.A.	100,00%
PH Don Pedro S.A.	99,46%
PH Rio Volcán S.A.	99,15%
P.H. Chucás S.A.	99,50%

A continuación, se presentan los entes económicos sobre los que Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene participación directa y los más relevantes sobre los que se tiene participación indirecta:

➤ **Colombia**

• **Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada, constituida el 1 de julio de 2009, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el número 01319972 del libro IX. La sociedad tiene un término de duración indefinido.

El 1 de julio de 2009, por documento privado inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el No.01319972 del libro IX, la sociedad Inversora Codensa Ltda. que se encuentra disuelta y sin liquidarse, se reconstituye para continuar su objeto social como Inversora Codensa S.A.S.

Información relevante sobre Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. antes Inversora Codensa S.A.S.: Por medio del acta No 21 del 4 de abril de 2022 la Asamblea de Accionista Único de la sociedad Inversora Codensa S.A.S. aprobó la reforma estatutaria por la cual se cambió la razón social a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

Objeto social: tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el Gobierno Nacional de las compañías electrificadoras.

Cualquiera de las actividades previstas en el objeto social, las podrá realizar la sociedad directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Adicionalmente, en el ejercicio de su objeto social; entre otros, Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. ofrece servicios de financiamiento de bienes y servicios a los clientes, incluyendo la línea de “Crédito Fácil Codensa”, suscripciones y seguros, parte de los cuales fueron transferidos al Banco Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. a partir del 27 de noviembre de 2009. Así mismo, continúa explotando de manera conjunta con Scotiabank Colpatria, bajo el modelo de “Open Book” el producto “Crédito Fácil Codensa” y a su vez para desarrollar actividades complementarias; una de ellas relacionada con los negocios de e-commerce para adelantar negocios con los clientes a través de distintas plataformas digitales y fortalecer el posicionamiento del Grupo en materia de comercialización y colocación masiva de pólizas de seguros como corresponsal de seguros.

➤ **Costa Rica**

• **Enel Costa Rica CAM S.A.**

Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Cinco-Siete ante los Notarios Juan Carlos Esquivel Favareto y Javier Enrique Castillo Castro, el 11 de septiembre de 1991, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 11 de octubre de 1991 al tomo 682, folio 102, asiento 127, con la cédula de persona jurídica 3-101-120506.

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte de 31 de marzo de 2025, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Rio Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.

Objeto Social: Enel Costa Rica CAM S.A. tiene por objeto social principal el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

El 15 de junio del 2023, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó un aporte adicional de capital a la sociedad Enel Costa Rica CAM S.A., mediante la transferencia de 24.690 acciones comunes y nominativas que la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en la sociedad P.H. Chucas S.A.

➤ **Panamá**

• **Enel Panamá CAM S.R.L.**

Enel Panamá CAM S.R.L., fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.11,856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM S.R.L., fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Enel Colombia S.A. E.S.P.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L., consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 460,70 MW Dc.

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por cinco (5) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 31 de marzo de 2025.

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	3.000	99,9667%
Enel Américas S.A.	1	0,0333 %
Total	3.001	100%

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renewable S.R.L.
- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.
- **Enel Fortuna S.A.**

Enel Fortuna S.A., es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Panamá CAM, S.R.L. y 1,1% a los empleados del antiguo IRHE.

En abril de 2009 Enel Panamá CAM S.R.L. adquirió el 1,06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del antiguo IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50.06% de las acciones de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49,9%, y los antiguos empleados del antiguo IRHE el 0,04% restante.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L., fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99,97% por Enel Colombia S.A. E.S.P., sociedad del Grupo Enel cuya última controladora es Enel S.p.A. y está domiciliada en Roma, Italia.

La actividad principal de la Compañía consiste en operar una planta de generación hidroeléctrica de 300 megavatios ubicada en el Río Chiriquí, Provincia de Chiriquí, República de Panamá.

La Compañía opera y vende electricidad y capacidad de generación eléctrica a compañías de distribución conforme a los términos de contratos de compraventa de energía; así como; ventas a través del mercado ocasional dentro de Panamá y en otros países de Centroamérica.

Mediante la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, dentro del cual se contempla la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de generación hidroeléctrica y térmicas sujetas al régimen de concesiones y licencias.

Efectivo el 18 de diciembre de 1998, Enel Fortuna S.A. y el ente regulador de los servicios públicos (ahora Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP-) celebraron contrato de concesión. Los términos más importantes del contrato se detallan a continuación:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 marzo de 2025, la compañía tiene un total de 54 empleados permanentes.

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Panamá CAM S.R.L.	50.055.171	50,0552%
Gobierno de Panamá	49.912.633	49,9126%
Otros accionistas minoritarios	32.196	0,0322%
Total	100.000.000	100%

• **Enel Renovable S.R.L.**

Enel Renovable S.R.L., fue constituida y denominada el 15 de diciembre de 2015, como Generadora Fotovoltaica Chiriquí S.A. y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,269 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 30 de octubre de 2019.

La actividad comercial de Enel Renovable S.R.L., es la operación de nueve (9) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar, Sol Real, Jaguito Solar y La Esperanza Solar 20MW).

El 24 de mayo de 2024, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No. 10,643 del 22 de mayo de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renovable S.R.L. (sociedad absorbente) y Progreso Solar 20MW, S.A. (sociedad absorbida).

El 1 de agosto de 2024, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No.15,670 de 23 de julio de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renovable S.R.L. (sociedad absorbente) y Jaguito Solar 10MW, S.A. (sociedad absorbida).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

➤ **Guatemala**

• **Enel Guatemala S.A.**

Enel Guatemala S.A., es una sociedad anónima mercantil de origen guatemalteco, constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Guatemala S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 31 de marzo de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	100	0,0001%
Enel Colombia S.A. E.S.P.	67.207.900	99,9999%
Total	67.208.000	100%

Objeto Social: Enel Guatemala S.A. tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

• **Generadora de Occidente S.A.**

Generadora de Occidente S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora de Occidente S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 27 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42079, folio 708, libro 135 de Sociedades con fecha 12 de noviembre de 1999.

La aportación social de Generadora de Occidente S.A. a corte de 31 de marzo de 2025 es:

Socios	Capital	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.609.938	99,0000%
Enel Guatemala S.A.	16.262	1,0000%
Total	1.626.200	100%

Objeto Social: tiene por objeto principal la contratación, administración e intermediación de toda clase de contratos de energía eléctrica.

Generadora de Occidente S.A. cuenta con la central hidroeléctrica “El Canadá” con capacidad declarada de 45.829 MW.

• **Tecnoguat S.A.**

Tecnoguat S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Tecnoguat S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 160 autorizada el 14 de noviembre de 1986 por el Notario José María Marroquín Samayoa inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 13743, folio 141, libro 70 de Sociedades con fecha 18 de mayo de 1988.

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 31 de marzo de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	23.211.000	75,0000 %
Inversiones J.B. Ltda.	7.737.000	25,0000 %
Total	30.948.000	100%

Objeto Social: Tecnoguat S.A. tendrá por objeto únicamente la producción y generación de energía eléctrica y podrá llevar a cabo todos los actos que coadyuven y contribuyan a la realización de su único objeto social, permitiéndosele celebrar todos los actos y contratos que permitan la realización de este fin.

Tecnoguat S.A. cuenta con las centrales hidroeléctricas “Matanzas” y “San Isidro” con capacidad declarada de 13.042 MW y 3.421 MW, respectivamente.

- **Generadora Montecristo S.A.**

Generadora Montecristo S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora Montecristo S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 58 autorizada el 23 de junio del 2004 por el Notario Gerardo Anleu de León e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 59072, folio 715, libro 152 de Sociedades con fecha 8 de julio de 2004.

La composición accionaria de Generadora Montecristo S.A. a corte del 31 de marzo de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	3.819.950	99,9987%
Enel Guatemala S.A.	50	0,0013%
Total	3.820.000	100%

Objeto Social: Generadora Montecristo S.A. tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas generadoras de energía eléctrica y generación de energía, y contratar la construcción, administración y mediación para cualquier clase de contrato de suministro de energía.

Generadora Montecristo S.A. cuenta con la central hidroeléctrica “Montecristo” con capacidad declarada de 13.042 MW.

- **Renovables de Guatemala S.A.**

Renovables de Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Renovables de Guatemala S.A., fue constituida mediante escritura pública No. 116 autorizada el 17 de octubre de 2008 por el Notaria María Gabriela Villanueva Guillén, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 79685, folio 349, libro 173 de Sociedades con fecha 17 de noviembre de 2008.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 31 de marzo de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.924.465.500	99,9999%
Enel Guatemala S. A.	100	0,0001%
Total	1.924.465.600	100%

Objeto Social: Renovables de Guatemala S.A., tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas o proyectos generadores de energía eléctrica y generación de energía, y contratar el diseño, construcción, administración, operación y mediación para cualquier clase de contrato de compraventa o suministro de energía.

Renovables de Guatemala S.A., cuenta con la central hidroeléctrica “Palo Viejo” con capacidad declarada 88.192 MW.

1.1.1. Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 37 centrales que se describen a continuación:

Colombia

Cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 4 parques solares, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Cesar, Magdalena y Atlántico:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]
Guavio	Hidráulica	1.250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paraíso	Hidráulica	276
Dario Valencia	Hidráulica	150
Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
Guayepo I&II	Solar	370
La Loma	Solar	150
Fundación	Solar	100
El Paso*	Solar	68

* MW en corriente alterna (AC). Declarados ante el operador de red – XM.

Nota: Actualmente en construcción/pruebas los proyectos solares Guayepo III y Atlántico.

Centroamérica

Cuenta con 9 centrales de generación hidráulica y 11 solares, ubicadas en Panamá, Guatemala y Costa Rica:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Fortuna	Hidráulica	300	Panamá
Madre Vieja	Solar	31	Panamá
Baco	Solar	30	Panamá
Esperanza	Solar	26	Panamá
Jaguito	Solar	13	Panamá
Chiriqui	Solar	12	Panamá
Milton Solar	Solar	10	Panamá

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Sol Real	Solar	11	Panamá
Estrella Solar	Solar	8	Panamá
Sol De David	Solar	8	Panamá
Vista Alegre	Solar	8	Panamá
Caldera Solar	Solar	5	Panamá
Palo Viejo	Hidráulica	88	Guatemala
El Canadá	Hidráulica	46	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucás	Hidráulica	50	Costa Rica
Rio Volcán	Hidráulica	17	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	14	Costa Rica

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y marzo de 2025 fueron de 10,4 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular GNV en la Costa Atlántica y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P. se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

El Grupo (a través de Enel Colombia S.A. E.S.P.) y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde el 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación que será cuando se surtan todos los trámites para la constitución de una compañía de financiamiento "NewCo" y se transfiera la cartera a la nueva compañía; como se establece en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatria S.A. y otros accionistas, la constitución de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento. La Compañía fue registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá el 31 de marzo de 2021, este trámite ha sido notificado a la Superintendencia Financiera de Colombia.

El 10 de diciembre de 2021, se realizó la primera capitalización correspondiente al 50% del aporte de capital total acordado entre las partes. Adicionalmente, se ha realizado la entrega de los certificados provisionales de las acciones y el registro en el libro de registro de acciones de la NewCo, y acreditación del aporte de capital inicial. De esta forma se logra el primer cierre establecido en la "Sección 3.03 Primer Cierre" del Acuerdo Marco de Inversión.

El 28 de enero de 2022, se realizó el segundo giro con el que se alcanza el 100% del aporte de capital acordado entre las partes (48,99% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51,01% Scotiabank Colpatria S.A.).

Se firmó un nuevo acuerdo el cual tiene vigencia a partir de octubre de 2023 hasta octubre de 2029 (6 años) bajo un contrato de colaboración Open Book, ya que se acordó entre las partes no dar continuidad a la iniciativa de operar el negocio de "Crédito Fácil Codensa" bajo una nueva compañía de financiamiento comercial considerando las condiciones desfavorables de mercado.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local

que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida. Al 31 de diciembre de 2024, se encontraba en el proceso de liquidación respectivo. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024, previo a la liquidación de la Newco que se realizó durante el primer trimestre de 2025.

El 31 de enero de 2025 se radicó ante la Cámara de Comercio de Bogotá la liquidación de la Compañía de Financiamiento Comercial. Así mismo, el 7 de febrero de 2025 se finalizó el proceso de devolución de los recursos remanentes invertidos a cada uno de los accionistas. Con lo anterior se finaliza el proceso de liquidación de la Compañía de Financiamiento y la devolución de los recursos a los accionistas.

El negocio Crédito Fácil Codensa se continuará desarrollando bajo el esquema de contrato de colaboración empresarial, el cual fue renovado en octubre de 2023 entre las Partes, lo que ratifica el compromiso para continuar ofreciendo los productos financieros y beneficios asociados a los clientes. Esta alianza permitirá continuar el desarrollo del modelo de negocio, con foco en su crecimiento, mejorar la experiencia y beneficios para los clientes y atender las nuevas necesidades en un mercado cambiante y competitivo.

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente, tiene como principal objetivo definir, representar y promover la posición de la empresa en temas regulatorios del sector y ambientales ante gremios e instituciones colombianas, panameñas, costarricenses y guatemaltecas, tanto a nivel nacional como local.

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que aportan al cumplimiento de los objetivos del Grupo y al propio desarrollo y evolución de los mercados, éstas son soportadas y presentadas a las entidades respectivas ya sea directamente o a través de gremios y/o asociaciones a los que el Grupo se encuentra afiliado, de manera que puedan ser consideradas en el desarrollo de los ajustes regulatorios y normativos.

De forma complementaria, se realiza el seguimiento y control de las novedades regulatorias y normativas que son expedidas por las diferentes autoridades encargadas de definir la política, la regulación, la vigilancia y control a nivel nacional, regional y local, socializando, identificando y gestionando los potenciales impactos con las líneas de negocio. Adicionalmente se realiza monitoreo de novedades institucionales que tengan relación y pueden tener un impacto en la operación de los negocios.

En cuanto a los procesos de consulta pública, se llevan a cabo los análisis de impacto normativo en coordinación con las líneas de negocio y se gestionan los comentarios frente a las propuestas normativas, de manera que se defina la estrategia local óptima, mediante la gestión de las relaciones con los actores reguladores en el país (autoridades y organismos vinculados), socializando los impactos y realizando propuestas que contribuyan al desarrollo del sector y de la Organización.

En igual sentido, y considerando la información que es publicada y/o socializada por parte de las entidades de Gobierno, se revisan, analizan, comparten y difunden las agendas regulatorias e institucionales para que sean comentadas dentro de las condiciones establecidas para la participación pública por cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Energía Eléctrica

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, y 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) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular 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.

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores 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).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos de diciembre 1° de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1° de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldadas por la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que define el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y entre otros se establece los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

La actividad de generación está compuesta 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 de Transmisión Nacional (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. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. 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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

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 S.A. E.S.P. a la Resolución CREG 501 143 de 2024, dando lugar a la aprobación del plan de inversiones presentado para el período 2023-2027 del 92%, mejorando el 77% aprobado inicialmente en la Resolución 501 143.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la Circular CREG 124 de 2025, mediante la cual definió la metodología para el cálculo de las metas de Calidad de Servicio para los años 2024 y 2025, dicha metodología permite aplicar las reglas definidas en la regulación vigente, Resolución CREG 015 de 2018.

También en enero, consecuente con la Resolución CREG 101 066 de 2024, que determinó la definición de dos precios de escasez dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad, mediante la Resolución CREG 101 069 de 2025, la CREG expide las nuevas reglas de liquidación del cargo por confiabilidad teniendo en cuenta la aplicación de precios de escasez por planta y la existencia de un nuevo precio de escasez para plantas FNCE y Carbón, modificando así el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

En el mes de febrero, la UPME publicó la Resolución No. 000135 de 2025, que establece los requisitos, procedimiento y tarifas para evaluar solicitudes y emitir certificados que permiten acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, para proyectos FNCE, Gestión Eficiente de Energía e hidrógeno. La nueva norma determinó que las tarifas de evaluación se calcularán según el valor de la inversión y los beneficios tributarios estimados. Adicionalmente, en la lista de bienes y servicios sujetos del incentivo, se incluyen categorías específicas para Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), Gestión Eficiente de la Energía (GEE) e hidrógeno.

Aspectos Ambientales

En materia ambiental, la Ley 99 de 1993 da estructura y lineamientos a la política ambiental en Colombia reuniendo los elementos de la declaración de Río, creando el Ministerio de Ambiente, así como 16 Corporaciones Autónomas Regionales, reestructurando las 18 existentes, modificó la legislación en materia de licencias ambientales, tasas retributivas, tasas por uso del agua, destinación de recursos financieros para la gestión ambiental, y sanciones por infracción de las normas ambientales.

Así mismo, estableció el Sistema Nacional Ambiental-SINA, que es el conjunto de, normas, recursos, programas e instituciones que permiten la ejecución de los principios generales ambientales contenidos en la Ley.

De igual forma, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, específicamente, todos los decretos reglamentarios vigentes que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

El contenido se divide en tres secciones (libros):

1. Estructura del sector ambiental,
2. Régimen reglamentario del sector ambiente y
3. Disposiciones finales.

En la sección (libro) 2 se desarrolla la reglamentación para el uso, manejo y gestión de los recursos naturales; así como, instrumentos financieros, económicos y tributarios y régimen sancionatorio.

La Ley 2169 de 2021, denominada Ley de Acción Climática, impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática para los sectores, dando carácter Legal a la NDC2020 (Contribución nacionalmente determinada del 2020) la cual busca implementar estrategias a corto, mediano y largo plazo para conservar y proteger los recursos naturales del país, llegar a la carbono neutralidad así como reducir las emisiones de GEI.

Plantea que en el 2030 culminen acciones que permitan llegar a cero la deforestación, disminuir las emisiones de carbono negro en un 40%, refrendar la meta de disminuir en un 51% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y/o alcanzar la carbono-neutralidad para 2050.

Para el año 2023, la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales- DIAN expidió la Resolución 000012, "Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del impuesto al carbono". De ésta, es fundamental tener en cuenta que en el Artículo 1. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, los porcentajes de las mezclas ACPM – biocombustible para uso en motores diésel, se mantienen, sin embargo, la tarifa a la cual se liquidan cambia con respecto a la Resolución 19 de 2022. Y en el Artículo 2. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional al Carbono, se incluye el carbón sólido en el impuesto.

En pro de la Gestión del Cambio Climático, es importante destacar que la Asamblea Departamental de Cundinamarca expidió en junio del 2023 la Ordenanza 0112/2023 "Por la cual se adopta la Política Pública de Gestión Integral del Cambio Climático del departamento de Cundinamarca 2023-2050, y se dictan otras disposiciones". Esto con la finalidad de articular las estrategias de manera permanente con el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) para la implementación y seguimiento de la política pública a través de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) y a nivel territorial bajo las orientaciones del Nodo Regional Centro Oriente Andino.

Así mismo, el ministerio de Minas y Energía publicó dos documentos de cambio climático sectoriales: "Lineamientos para la formulación de los Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático Empresariales del sector minero -PIGCCe" y la "Guía para la identificación, análisis y evaluación de riesgos de desastres en el sector minero energético -Implementación práctica", los cuales buscan ser una guía para que desde el sector se establezcan los Planes de Gestión de Cambio Climático.

Desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se expidió la resolución 418 de 2024, la cual reglamenta lo correspondiente a la administración del Registro Nacional de Reducción de las Emisiones y Remociones de Gases Efecto Invernadero.

A nivel Distrital, para el año 2023 se han venido estructurando y publicando diferentes normas en materia de cambio climático, se resalta el Documento Conpes de Política Pública de Acción Climática 2023-2050 con su respectivo Plan de Acción, así como la Resolución 1545 de 2023, que establece el etiquetado vehicular.

Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como Ley el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), el Artículo 32. modifica el artículo 10 de la ley 388 de 1997, el cual modifica las Determinantes de ordenamiento territorial y su orden de prevalencia, estableciendo en el Nivel 1, el de mayor importancia, las determinantes relacionadas con la conservación, la protección del ambiente y los ecosistemas, el ciclo del

agua, los recursos naturales, la prevención de amenazas y riesgos de desastres, la gestión del cambio climático y la soberanía alimentaria.

El presidente de la República sancionó la Ley 2273 de 2022 por la cual se aprueba el acuerdo regional sobre acceso a la información, participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe adoptado en Escazú, Costa Rica.

Desde el Congreso de la República fue expedida la Ley sobre Pasivos ambientales (Ley 2327 de 2023), en la que se incluye su definición y disposiciones para la gestión y creación de órganos a nivel nacional, dirigidos especialmente por el Ministerio de Ambiente. Se indica que, dentro del año siguiente a la entrada en vigencia de la ley, se deberán fijar los lineamientos para la formulación, implementación y evaluación de una Política Pública, con un diagnóstico previo para la gestión de pasivos ambientales, con un plan de acción y seguimiento a cargo de Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Salud y Ministerio de Ambiente.

Así mismo, como parte de los compromisos de Colombia ante la OCDE, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0839 de 2023, en la cual se establece el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes – RETC, en el cual los diferentes sectores deberán reportar información relacionada con su desempeño ambiental, y esta será pública.

Con el fin de apalancar la Transición Energética Justa, desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se expide el Decreto 0852 de 2024 por el cual se modifican competencias para otorgar licencias ambientales a los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía. El Decreto reduce de 100 MW a 50 MW los proyectos FNCER que serán competencia de la ANLA y entre 10 MW y menores a 50 MW serán competencia de las Corporaciones.

Desde el Congreso de la República se modifica el régimen sancionatorio ambiental mediante la Ley 2387 de 2024, entre los cambios más relevantes, se encuentra el aumento de las sanciones pecuniarias, las cuales pasan de 5.000 a 100.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes.

En el mes de octubre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expide el Decreto 1275, el cual tiene fuerza de ley y establece las normas requeridas para el funcionamiento de los territorios indígenas en materia ambiental y el desarrollo de las competencias ambientales de las autoridades indígenas y su coordinación efectiva con las demás autoridades y/o entidades.

En diciembre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los términos de Referencia para la elaboración del estudio técnico que sustenta la solicitud de sustracción de áreas de reserva forestal del orden nacional y regional, para el desarrollo de actividades declaradas por Ley de utilidad pública o interés social, a través de la Resolución 1075 del 11 de diciembre de 2024.

Gas Natural

La regulación en el sector del gas natural se encamina en el cumplimiento de los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida del servicio, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

Lo anterior se materializa por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG con la expedición de la Resolución 089 de 2013, mediante la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Así mismo, y según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, esta resolución es necesaria para promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado, y la identificación de la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Por otra parte, y de acuerdo con el análisis, seguimiento de las transacciones y resultado de las negociaciones del mercado de gas natural, en agosto de 2017 la CREG mediante la Resolución 114 ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

La CREG continuando con su evaluación y propendiendo por ajustes al mercado de gas natural, y como resultado del proceso de consulta, análisis y comentarios de los agentes, publicó el 20 de febrero de 2019 la Resolución 021 de 2019, por la cual se modifica la Resolución 114 de 2017 donde se resaltan los principales ajustes: flexibiliza la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario; incorpora un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario; incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario; flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario; incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En el mes de enero de 2025, la CREG publicó en firme la resolución 102-015 de 2025, “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural”, que previamente estuvo en consulta mediante la propuesta normativa 702-003 de 2022. Este nuevo reglamento, deroga a la anterior norma expedida en la resolución CREG 186 de 2020, determinando mejoras en aspectos como (i) mayor transparencia y supervisión, reduciendo el riesgo de prácticas anticompetitivas; (ii) definición de nuevos tipos de contratos que ofrecen opciones con distintos niveles de firmeza y compromisos de pago; (iii) fortalecimiento del Mercado Secundario, incentivando la liquidez y transparencia del mercado, reduciendo barreras para nuevos participantes; y (iv) adaptación a la regulación reciente, alineando las disposiciones con el Decreto 1467 de 2024, que introdujo cambios en definiciones y lineamientos de comercialización.

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá

Mercado Eléctrico Regional - MER

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

- a) La creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y
- b) El desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. Con este mercado en funcionamiento se atrajo la inversión privada requerida para la expansión de los parques de generación y las redes de distribución, estimular la actividad económica y el comercio intrarregional en América Central. De acuerdo con los fines recogidos en el Tratado Marco que le da origen, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

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, reglas, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Estos instrumentos establecen una estructura institucional que incluye: (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 regional ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.
- 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.
- Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que actualmente solo reconoce como agente regional al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida.
- Los agentes del Mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional, definiéndose la transmisión regional como el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR).

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 RTR que incluye las redes nacionales. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

- a) 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).

Es importante mencionar que 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.

- b) 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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En marzo de 2025, la CRIE publicó la Resolución CRIE-08-2025 que aprueba la modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) específicamente sobre aspectos relativos a los Contratos No Firmes Físico Flexible y Contratos Firmes. En el caso de la componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro), esta será cero cuando no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. Para los Contratos Firmes, el Agente Inyector debe cubrir los costos para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicional del mercado de oportunidad regional, cuando su disponibilidad no sea suficiente. En caso contrario, se aplicará una reducción del contrato de generación disponible declarado. El Ente Operador Regional debe publicar el Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa.

Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. 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 en las leyes números 7200 del 2015 y 7508 de 1995.

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 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.º8345.

La Ley 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 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer) y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley 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 de 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 de 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

Así mismo, se cuenta con la Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.

En febrero de 2025, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) ha emitido la Resolución RE-0011-IE-2025, "Recurso de revocatoria interpuesto por el ICE a la resolución RE-001-IE-2025 con la aplicación anual de la Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Hidroeléctricos Privados" aplicables a las centrales Don Pedro y Río Volcán, donde se actualizan los siguientes límites: banda inferior 0,04851 \$USD/kWh y banda superior 0,08983 \$USD/kWh. Con relación al año 2024, donde banda inferior fue de 0,04849 \$USD/kWh y banda superior fue de 0,09261 \$USD/kWh según la RE-0045-IE-2024, representan una variación de -0.41% y 3% respectivamente.

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 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; i) Potencia que se liquida de forma mensual y ii) 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 con América Central, mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de 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 kW, 230 kW, 138 kW y 69 kW.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones de 34.5 kW y 13.8 kW. 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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En febrero de 2025, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala publicó la Resolución CNEE-85-2025, mediante la cual ha definido las nuevas bandas horarias para los periodos de máxima, media y mínima demanda, con aplicación a partir del 01 de mayo de 2026. El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) dispondrá de 60 días para actualizar las Normas de Coordinación en los aspectos pertinentes para la implementación de las nuevas bandas horarias.

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, auto generadores 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 100 kW.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Para el fomento de pequeñas plantas de 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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En el mes de febrero de 2025, la Resolución AN No. 19990-ELEC, emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y publicada en Gaceta Oficial No. 30234 de 12 de marzo de 2025, por la cual previo Audiencia Pública No.17-24-Elec, modifican artículos del “Reglamento de Transmisión”, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. 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 de 2025 - junio de 2029 estos cargos tendrán una proporcionalidad de 50% por la Generación y 50% por la Demanda, para el periodo julio de 2029 – junio de 2033.

En el mes de marzo de 2025, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) publicó la Resolución AN No. 20025-Elec, mediante la cual aprueba las medidas transitorias en virtud de la suspensión provisional del Pliego tarifario de ENSA (Grupo EPM) para el periodo del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026. La misma, autoriza a ENSA para informar a las empresas Generadoras que los pagos correspondientes a los contratos de suministro estarán realizándose en un plazo de 60 días (los contratos contemplan pagos a 30 días) a partir de las facturas emitidas en marzo de 2025, hasta que se resuelva la causa contenciosa administrativa o ASEP suspenda la medida.

2. Bases de presentación

El Grupo presenta sus estados financieros intermedios condensados consolidados en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

Los principios contables aplicados en su elaboración son los que se detallan a continuación:

2.1. Bases de presentación

La información financiera intermedia condensada consolidada al y por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2025 y 2024, ha sido preparada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia, contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021, 1611 de 2022 y el 1271 de 2024. Las NCIF Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés). En adición consideran los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia para efectos de reporte como emisores.

El Grupo aplica a los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados la siguiente excepción:

• Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, según modificaciones incluidas en el artículo 3 del Decreto 2131 de 2016:

La determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se efectuará de acuerdo con los requerimientos de la NIC 19; sin embargo, requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por el Grupo desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados consolidados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

El Grupo pertenece al Grupo 1 de acuerdo con las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido el Grupo emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las NCIF, de los activos y los pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros intermedios condensados consolidados, de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

El Grupo no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deban ser revelados de forma independiente en los estados financieros intermedios condensados consolidados.

2.2. Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros intermedios condensados consolidados, usando la base de contabilidad de causación, excepto por la información de los flujos de efectivo.

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2025

La normatividad colombiana ha actualizado el marco técnico de las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en Colombia, incorporando principalmente la *NIIF 17 Contratos de seguros* que inician su vigencia a partir del 1 de enero de 2025, permitiendo su aplicación anticipada.

El Grupo no ha adoptado anticipadamente estas normas en la preparación de estos estados financieros intermedios condensados consolidados y no espera impactos importantes de su aplicación teniendo en cuenta que no ha identificado que desarrolle contratos de seguro.

2.4. Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- 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.
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como, las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar.
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados.
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros intermedios y/o anuales.

2.5 Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Colombia S.A. E.S.P., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, 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 Colombia S.A. E.S.P. tiene poder sobre su filial 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 filial.

Enel Colombia S.A. E.S.P. reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

2.6 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que Enel Colombia S.A. E.S.P. ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que el Grupo controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

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.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros intermedios condensados consolidados al método de participación patrimonial - MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

2.7 Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas 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 consolidado 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 consolidado, 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.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor en libros de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual 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".

2.8 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros intermedios condensados consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones recíprocas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales se incluyen en el estado de resultados integrales consolidado 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado de acuerdo con los siguientes principios básicos:

- (1) En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. 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 filial, 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, la sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos 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.

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 ejercicio.

- (2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales 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 filiales 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 filial. 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.
- (6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

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”.

2.9 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de Enel Colombia S.A. E.S.P., es el peso colombiano (COP), así como también la moneda de presentación de los estados financieros intermedios condensados 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 COP 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 COP refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Colombia S.A. E.S.P.

Las cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción, la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo, dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.

2.10 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del peso colombiano 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 intermedios condensados consolidados.
- 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. 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.

Tipos de cambio:

El tipo de cambio utilizado para la conversión de los estados financieros intermedios condensados consolidados de las subsidiarias centroamericanas se presentan de acuerdo con los siguientes valores (moneda local contra el peso colombiano):

	Al 31 de marzo de 2025	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$US	\$ 4.192,57	\$ 4.188,58

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

3. Políticas contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados consolidados

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2024.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos en bancos	\$ 1.033.293.089	\$ 1.116.753.646
Depósitos (*)	231.963.932	-
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (**)	223.493.900	146.527.197
Efectivo en caja	85.645	66.441
	\$ 1.488.836.566	\$ 1.263.347.284

El detalle del efectivo y equivalentes al efectivo en pesos por tipo de moneda presentado en la parte superior es el siguiente:

Detalle por moneda	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pesos Colombianos	\$ 1.021.735.988	\$ 889.610.342
Dólares Americanos	444.002.264	346.196.289
Colón Costarricense	19.396.275	17.143.877
Quetzal Guatemalteco	3.702.039	10.396.776
	\$ 1.488.836.566	\$ 1.263.347.284

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 de \$4.192,57 y \$4.409,15 por US\$1, respectivamente.

Colombia

En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento del efectivo y equivalentes al efectivo por \$129.991.954, está dado por: i) recaudo por \$3.859.385.335; ii) pagos a proveedores por \$(2.939.555.450); iii) Toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda por \$(759.297.615); iv) pago de impuestos \$(200.544.476) y v) otros pagos \$170.004.160.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución del saldo de bancos y equivalentes al efectivo por \$(1.349.622) corresponde a pagos realizados por compras de energía y transporte de la misma por \$(36.959.642), traslado de efectivo a la cuenta custodia de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por \$(800.000), recaudo de facturación de energía por \$36.418.188, recaudo de facturación servicios prestados a Enel Trading Brasil S.A. por \$400.546, y otros por \$(408.714).

Centroamérica

En Centroamérica el saldo al 31 de marzo de 2025 es por \$460.670.353; el aumento por \$96.846.950 corresponde principalmente a entradas de cobros por facturación de distribuidoras y grandes clientes; y a disminución en pagos a proveedores de energía.

(*) Corresponde a la constitución de depósitos a plazo en la compañía Enel Fortuna S.A.

Entidad	Valor	Fecha de inicio	Fecha fin	Plazo	Tasa EA
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	\$ 63.631.985	24/3/2025	23/4/2025	30	4,62%
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	42.076.353	24/3/2025	23/4/2025	30	4,62%
Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A.	42.249.471	26/3/2025	25/4/2025	30	4,43%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Entidad	Valor	Fecha de inicio	Fecha fin	Plazo	Tasa EA
Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A.	42.080.423	26/3/2025	25/4/2025	30	4,43%
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	41.925.700	24/3/2025	23/4/2025	30	4,62%
	\$ 231.963.932				

(**) El otro efectivo y equivalentes al efectivo, está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo de Enel Colombia S.A. E.S.P. junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos. El incremento de marzo 2025 versus diciembre 2024 se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

El efectivo y equivalentes al efectivo son mantenidos principalmente en bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango AA- y AAA+, según las agencias calificadoras (Standard & Poors, Fitch Rating).

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el Grupo utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

Al 31 de marzo de 2025, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$340.369.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de marzo de 2025 y 2024, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de marzo de 2025
	Saldo al 1 de enero de 2025	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 8.095.165.099	\$ 70.000.000	\$ (736.129.853)	\$ 1.152.652	\$ 214.922.463	\$ -	\$ -	\$ 7.645.110.361
Bonos	1.745.170.339	-	(89.338.779)	(616.791)	37.498.492	-	-	1.692.713.261
Pasivos por arrendamientos	300.478.070	-	(19.420.711)	5.377.588	6.511.191	1.344.007	-	294.290.145
Préstamos vinculados	251.005.943	-	(4.247.073)	(7.562.071)	-	-	-	239.196.799
Instrumentos derivados	2.832.573	8.359.641	-	(10.030.477)	-	-	13.723.042	14.884.779
Otros	4.170	-	-	(4.170)	-	-	-	-
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 10.394.656.194	\$ 78.359.641	\$ (849.136.416)	\$ (11.683.269)	\$ 258.932.146	\$ 1.344.007	\$ 13.723.042	\$ 9.886.195.345

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de marzo de 2024
	Saldo al 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 6.635.299.682	\$ 860.000.000	\$ (1.207.897.012)	\$ 3.623.590	\$ 228.447.323	\$ -	\$ -	\$ 6.519.473.583
Bonos	2.450.471.339	-	(118.013.297)	24.683	56.997.867	-	-	2.389.480.592
Préstamos vinculados	269.536.156	-	-	8.497.973	-	-	-	278.034.129
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(17.921.547)	3.752.642	6.936.483	12.110.640	-	275.254.248
Instrumentos derivados	78.183.734	7.503.167	-	(21.435.885)	-	-	23.050.021	87.301.037
Otros	-	-	(8.919)	-	-	-	-	(8.919)
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 9.703.866.941	\$ 867.503.167	\$ (1.343.840.775)	\$ (5.536.997)	\$ 292.381.673	\$ 12.110.640	\$ 23.050.021	\$ 9.549.534.670

5. Otros activos financieros

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 16.013.872	\$ -	\$ 19.429.873	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	16.014.086	-	19.430.133	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(214)	-	(260)	-
Instrumentos derivados de cobertura (2)	14.490.850	15.675.524	50.385.716	18.716.231
Otros activos (3)	5.058.133	357.051.848	6.089.543	378.564.608
Embargos judiciales	4.375.314	-	2.545.921	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Embargos judiciales (4)	4.390.969	-	2.552.121	-
Deterioro embargos judiciales (*)	(15.655)	-	(6.200)	-
Garantías mercados derivados energéticos (5)	(353.488)	-	(163.460)	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	79.493	-	163.700
	\$ 39.584.681	\$ 372.806.865	\$ 78.287.593	\$ 397.444.539

(*) Ver nota 7, numeral 3. Este valor hace parte del deterioro del modelo general.

(1) Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Fideicomisos OXI Huila Fiduprevisora	\$ 8.249.223	\$ 8.089.178
Fideicomisos Embalse Tominé	2.638.811	5.216.596
Fideicomisos OXI Quimbo Fiduprevisora	1.874.375	1.887.302
Fideicomisos Embalse Muña	1.059.973	1.500.197
Fideicomisos OXI FiduPopular Maicao	869.451	1.396.142
Fideicomisos Proyecto Zomac	552.968	551.014
Fideicomisos OXI Fiduprevisora	341.432	338.923
Fideicomiso Corficolombiana Silvania	256.280	251.308
Fideicomiso Fidupopular Paratebueno	171.573	199.473
	\$ 16.014.086	\$ 19.430.133

Los fideicomisos existentes en Enel Colombia S.A. E.S.P. tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

(2) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2025 tiene constituido veintiocho (28) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000	COP	IBR 3M	\$ 4.291.774	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	2.411.131	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	2.116.985	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2025	15.837.398	USD	4.187,64	844.186	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2025	14.407.385	USD	4.187,64	767.961	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	9.000.000	USD	4.200,75	514.966	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/5/2025	8.000.000	USD	4.166,05	455.265	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Trading	18/6/2025	11.964.802	USD	4.199,59	409.630	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	30/4/2025	8.000.000	USD	4.168,94	304.885	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	30/4/2025	5.331.461	USD	4.168,94	203.185	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	5.549.679	USD	4.224,49	189.934	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	3.840,40	168.363	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	3.840,40	168.363	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	3.840,40	167.126	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	3.840,40	167.126	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	3.840,40	136.128	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	3.840,40	136.128	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Trading	17/7/2025	3.743.146	USD	4.215,84	129.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	2.350.000	USD	4.128,50	118.982	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	3.421.661	USD	4.224,49	117.104	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/9/2025	1.750.000	USD	4.128,50	92.664	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2025	1.650.000	USD	4.128,50	91.783	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2025	1.650.000	USD	4.128,50	87.722	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Trading	22/5/2025	2.409.507	USD	4.183,94	84.602	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	30/4/2025	2.016.335	EUR	4.510,64	81.410	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/12/2025	1.350.000	USD	4.128,50	75.304	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.250.000	USD	4.128,50	69.368	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Seguros	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/4/2025	936.631	USD	4.111,00	66.813	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Trading	18/6/2025	597.995	EUR	4.554,12	22.411	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	-	15.675.524
Total valoración								\$ 14.490.850	\$ 15.675.524

Al 31 de diciembre de 2024 tenía constituido treinta (30) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	25.500.000	USD	4.068,45	\$ 9.057.742	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	7.646.268	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	7.353.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/3/2025	20.000.000	USD	4.099,50	7.085.961	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000	COP	IBR 3M	5.739.922	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	17.000.000	USD	4.228,50	3.340.610	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	16.300.000	USD	4.236,50	3.314.854	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/3/2025	8.045.054	USD	4.293,94	1.308.499	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	17.000.000	USD	4.434,14	763.989	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/4/2025	9.003.303	USD	4.465,97	121.606	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	66.875	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.549.679	USD	4.417,84	48.333	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.331.461	USD	4.417,84	46.433	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/3/2025	2.965.202	USD	4.445,59	28.419	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	2.651.649	USD	4.409,09	23.566	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/2/2025	2.286.794	USD	4.428,69	21.675	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/1/2025	1.502.144	COP	4.409,09	13.350	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	71.078	USD	4.467,51	897	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	-	18.716.231
Total valoración								\$ 50.385.716	\$ 18.716.231

- (3) Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen \$4.845.151 y \$6.011.832 respectivamente; que corresponden a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$357.264.830 y \$378.642.319, respectivamente; que corresponden a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$45.385,25 correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027 para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC el cual considera los intereses acumulados.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- Para Enel Costa Rica CAM S.A. se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US \$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 31 de marzo de 2025 es de US \$38.523,42.

El activo financiero ha sido determinado como el valor presente de los cargos futuros por disponibilidad descontados al costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7,02%, correspondiente al WACC estimado por la Gerencia a una fecha cercana a la notificación de la orden de proceder con la construcción de la Planta, que fue el 26 de septiembre de 2011.

- Al 31 de marzo de 2025 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos en Guatemala (Cobasol S.A., y Jobo S.A.) por valor de un valor de \$3.275.375.

- (4) Al 31 de marzo de 2024 el Grupo tenía \$2.552.121 en depósitos judiciales como garantía de 49 procesos judiciales, durante el año 2025 hubo reintegro sobre 2 procesos, por valor de \$(715.845) y se realizaron pagos por \$2.554.693, que origina un saldo al 31 de marzo de 2025 de \$4.390.969, para un total de 55 procesos.

A continuación, se detalla los depósitos judiciales y los reintegros de los juzgados por entidad bancaria:

Entidad	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
BBVA Colombia S.A.	18.859.837	18.701.442
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	2.453.456	2.119.321
Banco de Occidente S.A.	2.371.000	2.371.000
Banco de Bogotá S.A.	1.283.567	1.283.567
Bancolombia S.A.	1.158.232	1.158.232
GNB Sudameris S.A.	1.010.000	-
Citibank Colombia S.A.	999.955	2.461
Scotiabank Colpatria S.A.	608.527	687.724
Banco Caja Social S.A.	138.202	4.336
Banco Agrario de Colombia S.A.	13.884	13.884
Banco AV Villas S.A.	12.499	12.499
Banco Santander Colombia S.A.	3.406	3.406
Banco Davivienda S.A.	1.978	1.979
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
	\$ 28.915.345	\$ 26.360.653

Reintegro del Juzgado

Entidad	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
BBVA Colombia S.A.	\$ (18.386.805)	\$ (17.591.764)
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(2.000.000)	(2.000.000)
Banco de Occidente S.A.	(1.919.000)	(1.919.000)
Bancolombia S.A.	(1.083.332)	(1.083.332)
Banco de Bogotá S.A.	(786.531)	(786.531)
Scotiabank Colpatria S.A.	(348.708)	(427.905)
Subtotal reintegro	\$ (24.524.376)	\$ (23.808.532)
Neto total	\$ 4.390.969	\$ 2.552.121

- (5) Corresponde a la liquidación de energía real por trading, la cual en el primer trimestre de 2025 generó un efecto negativo en venta asociado al precio promedio de energía negociado por Kwh de \$(385) versus el precio promedio real liquidado del Kwh por \$(323).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

(6) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 72.536	\$ 155.981
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.957	7.719
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	2.500	20,00%	-	-
				\$ 79.493	\$ 163.700

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 132.579.973	\$ 2.293.536	\$ 104.511.255	\$ 2.403.991
Gastos pagados por anticipado (2)	79.942.668	34.996	2.623.009	34.996
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	23.278.323	60.393.361	28.084.288	60.718.405
Beneficios a empleados por préstamos (4)	2.550.969	35.915.017	3.440.979	39.156.228
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	202.338.169	-	193.110.332
Otras cuentas por cobrar	-	554.640	-	578.378
	\$ 238.351.933	\$ 301.529.719	\$ 138.659.531	\$ 296.002.330

- (1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P., los anticipos corrientes corresponden a recursos depositados a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$51.738.907 (\$51.021.899 en 2024), Consalt Internacional por \$10.529.902, Savino del Bene Colombia S.A.S. \$5.097.633 (\$2.863.781 en 2024), Banco Av Villas S.A. por \$4.504.390 (\$4.377.311 en 2024) y anticipo a otros proveedores por \$11.556.402 (\$5.619.056 en 2024). El saldo del no corriente, por \$155.325 corresponde a anticipo girado a Ecobalance Technologies S.A.S. en compra de paneles solares flotantes para el proyecto El Quimbo.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$589.758 al 31 de marzo de 2025, está conformado por los recursos depositados en la cuenta de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$446.557 y anticipos realizados a operadores de red para el transporte de energía por \$143.201.

Centroamérica

Guatemala: El saldo por \$40.974.464 corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (ventas mercado spot) por \$31.930.892, Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$3.878.127, Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$3.878.127, Soiltec S.A. por \$682.998 y otros proveedores por \$604.320.

Panamá: En Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$4.444.124, SMA Solar Technology AG por \$2.162.498 y a otros proveedores por \$850.286 en el corriente; y a anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por \$2.138.211 en el no corriente.

Costa Rica: Corresponde a los anticipos generados a Eulen de Costa Rica S.A por la prestación de servicios generales por \$80.759, Municipalidad de Alajuela por facturación de bienes inmuebles por \$50.018 y otros proveedores por \$832.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a: i) Renovación de pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual y segunda capa, todo riesgo y ambiental principalmente con Chartis Seguros Colombia y Mapfre Seguros generares de Colombia S.A. por \$45.194.377; ii) Anticipo de las contribuciones especiales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas por \$10.085.064 y iii) medicina prepagada de empleados por \$8.425.859.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$204.381 corresponde al anticipo de contribuciones por \$148.434 y póliza de seguro con Liberty Seguros S.A. sobre contrato de compra de energía con ISAGEN S.A. E.S.P. por \$55.947; el saldo no corriente por \$34.996 para anticipos realizados por prepagos a los operadores de red que transportan la energía a los clientes de acuerdo con la regulación.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil por \$8.574.006.

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025 corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$2.490.491

Guatemala: Corresponde principalmente a la póliza de todo riesgo para el periodo comprendido entre abril a octubre de 2025 por \$4.968.490.

- (3) En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a las autorretenciones de ICA por \$213.508.

Centroamérica

Guatemala: Al 31 de marzo de 2025, corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el período de construcción de la planta Palo Viejo, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA débito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por \$78.981.602.

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA por 3.167.858.

Panamá: Al 31 de marzo de 2025 corresponde a otros impuestos por \$1.308.716.

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, se descuentan los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cuenta por cobrar corresponde al descuento tributario por \$202.338.169 y \$193.110.332 respectivamente. El incremento obedece principalmente a los pagos de IVA de los proyectos de inversión.

El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, creó la oportunidad de que las empresas accedieran a un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta, Enel Colombia S.A. E.S.P. cumplió con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado y (iii) que el activo se esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.465.459.199	\$ 12.881.841	\$ 2.357.744.894	\$ 11.550.338
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	126.948.970	76.199.928	109.285.451	73.747.871
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.592.408.169	89.081.769	2.467.030.345	85.298.209

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(299.272.513)	(12.881.841)	(283.885.812)	(11.550.338)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(19.537.368)	(17.162.395)	(12.217.216)	(18.550.392)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.273.598.288	\$ 59.037.533	\$ 2.170.927.317	\$ 55.197.479

(1) Al 31 de marzo de 2025, las cuentas por cobrar comerciales corresponden a:

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

Al 31 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.727.715.310 y \$1.615.035.930, corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.030.410.184 y \$1.002.355.133, trabajos a particulares por \$232.641.958 y \$188.585.425; cartera de esquemas regulatorios por \$148.467.797 y \$147.249.976; cartera de alumbrado público por \$98.170.812 y \$65.269.995; y cartera de infraestructura por \$10.739.766 y \$9.160.787.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan un incremento respecto a diciembre 2024, principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$28.055.051 y obedece a energía en medidores; trabajos a particulares por \$44.056.533; incrementos en la cartera de esquemas regulatorios por \$1.217.821 (lo cual se presenta por el cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía y la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar); aumento en la cartera de alumbrado público por \$32.900.817 y cartera de infraestructura por \$1.578.979.

Al 31 de marzo 2025 por \$543.103.990 y 31 de diciembre de 2024 por \$531.505.990, las cuentas por cobrar del negocio de generación se encuentran compuestas respectivamente por: clientes del mercado mayorista con una cartera estimada de \$238.626.196 y \$224.033.544, facturada por \$53.724.395 y \$31.652.252; también por clientes del mercado no regulado con una cartera estimada por \$198.876.693 y \$224.010.882, facturada por \$38.917.850 y \$37.371.472; por otro lado, incluye gas por \$5.752.985 y \$6.151.217; cenizas por \$8.538 y \$14.857; y otros por \$7.197.333 y \$8.271.666.

Las cuentas por cobrar del negocio de generación presentan un incremento, principalmente producto de la variación de:

- Incremento de cartera facturada del mercado mayorista por \$22.072.143 y estimados por \$14.592.652; lo cual es generado por mayor cantidad de energía vendida por 64 Gwh (810 Gwh en marzo de 2025 versus 746 Gwh en diciembre 2024); y cambio de contratos; por otro lado y con un menor impacto, se presenta disminución en el precio de \$(24)/Gwh (tarifa ponderada de marzo 2025 por \$295/Gwh versus tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$319/Gwh (incluidos subasta y contratos excedentes).
- Reducción del estimado del mercado no regulado por \$(25.134.189), generado principalmente por la disminución en la tarifa ponderada de \$(92) /Gwh (marzo de 2025 por \$285/Gwh versus diciembre de 2024 por \$377/Gwh); respecto a las cantidades, se presentó un aumento de 10 Gwh (marzo de 2025 por 397 Gwh versus diciembre de 2024 por 387 Gwh).

Adicionalmente, al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$33.598.804 y \$43.718.161, respectivamente. Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT - Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

Las cuentas por cobrar no corrientes corresponden a cartera convenida y de negocios complementarios de difícil cobro, deteriorada al 100%.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

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

Las cuentas comerciales corrientes al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por \$12.514.523 y \$10.818.711; y energía facturada por \$303.228 y \$366.120, respectivamente; los principales clientes son Inversiones en recreación, deporte y salud S.A. por \$735.020 y Crepes y Waffles S.A. por \$547.571.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por \$107.306.457 y \$120.159.379; clientes por ventas de energía por \$74.515.691 y \$79.858.764.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Al 31 de marzo de 2025, energía facturada por \$59.742.444; y una cartera estimada por \$77.056.306; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET) por \$42.098.065, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) por \$6.546.082 y Elektra Noreste S.A. (ENSA) por \$4.079.365.

Guatemala: Al 31 de marzo de 2025, una cartera estimada por \$23.961.921; y energía facturada por \$7.693.361, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Cova Energy S.A. por \$1.511.421, Alimentos Ideal S.A. por \$1.493.226, Comercializadora y productora de Bebidas Los Volcanes S.A. por \$969.029 y Embotelladora Central S.A. por \$908.530.

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025, energía facturada por \$7.079.886 y cartera estimada por \$6.288.230, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 las otras cuentas por cobrar corrientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden a cuentas por cobrar a empleados y otros deudores.

Las cuentas por cobrar a empleados están compuestas por conceptos de préstamos de vivienda, educación, entre otros; tienen un valor presente de \$16.451.118 y \$17.331.971 respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75%, Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Los otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Ministerio de Hacienda y Crédito	\$ 6.891.981
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	5.298.067
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	3.496.076
Electrónica Santero S.p.A.	3.277.854
Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	3.110.531
BIA Energy Y S.A.S. E.S.P.	2.706.787
Montajes de Ingeniería S.A.	2.115.104
Consorcio Energía Colombia S.A.	2.011.317
Concesion Autopista	1.872.622
Jinko Solar Co.	1.101.990
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	1.096.027
Prodiel Colombia S.A.S.	1.006.405

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Deudor	Valor
Enertotal S.A. E.S.P.	1.000.000
Agencia Nacional de Infraestructura	984.921
Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P.	955.127
Corporacion Monte & Ciudad	856.552
Voith/ Hydro Ltda.	804.788
ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	802.431
Rappi S.A.S.	737.994
Acuerdo Unión Temporal	672.281
Lito S.A.S.	665.171
Fimer S.p.A	634.482
Quanta Services Colombia S.A.S.	609.294
Bosques de Cantabria S.A.S.	600.000
Fuentes de Energía S.A.S.	599.066
Vatia S.A. E.S.P.	565.304
GE Energías Renovaveis LTDA.	532.163
Hitachi Energy Colombia S.A.S.	471.055
Compañía Colombiana Línea Viva S.A.S.	453.061
Scotiabank Colpatria S.A.	449.283
Otros	63.676.194
Total	\$ 110.053.928

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 corresponde a la cartera de empleados por \$51.024.754 y \$47.815.128, respectivamente; a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$12.512.929 y \$12.439.717 con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, amortizándolos durante la vida del préstamo; y a la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.393.614, deteriorada al 100%.

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

Las otras cuentas por cobrar corresponden a cobros asociados a normalizaciones a clientes por \$129.546 y a cartera de empleados por \$46.571 en el corriente y \$127.393 en el no corriente.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2025, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$267.806, las cuales corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 31 de marzo de 2025 de \$10.141.238, las cuales corresponden principalmente a:

Guatemala en la compañía Renovables de Guatemala, S.A. por \$6.509.215 correspondiente a un litigio de impuestos contra Superintendencia de administración tributario, por un ajuste al Impuesto al Valor Agregado (cuenta por cobrar por crédito de Iva) de enero a diciembre de 2012; en periodos anteriores se tenía calificación con una probabilidad de éxito del más del 50%, por lo anterior no se había realizado cálculo de deterioro sobre esta cuenta por cobrar; sin embargo, para 2024 el escenario ha cambiado y se considera una probabilidad de éxito de menos del 40%, por lo anterior, y bajo los lineamientos de la *NIIF 9 Instrumentos Financieros*, se reconoce un deterioro del 100% sobre esta cuenta.

Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.501.677, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña para garantizar la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

por la entidad a el Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

- (3) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por el Grupo:

- Modelo simplificado colectivo
- Modelo simplificado individual
- Modelo general colectivo

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Colombia

Concepto	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 246.115.931	\$ 231.527.023
Modelo Simplificado Individual (b)	64.683.956	62.842.369
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	310.799.887	294.369.392
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	30.190.548	23.922.140
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	30.190.548	23.922.140
Total	\$ 340.990.435	\$ 318.291.532

Por el año 2025 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días. El incremento obedece a un aumento significativo producto de mayor facturación realizada al 31 de marzo de 2025.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera de otros negocios por \$23.511.756, principalmente con Asistencias-NC por \$10.130.193, Uniaguas S.A. E.S.P. por \$6.352.506; Aguas del Sinú S.A. E.S.P. por \$3.596.794 y Operadora Minera Centro por \$1.466.656.
- Provisión de cartera de municipios por \$16.097.078, principalmente Ifi Concesión Salinas por \$5.424.902; Municipio de Sopo por \$4.615.417; Santa Ana Clay S.A. por \$2.253.994; Municipio del Colegio por \$1.515.885; Alcandía Municipal Puerto Salgar por \$588.380; Municipio de Agua de Dios por \$526.464 y Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$441.656.

Centroamérica:

El deterioro de cartera se calcula basado en el modelo de riesgo Moody's que determina la probabilidad dado el incumplimiento y el riesgo dado al incumplimiento de contraparte.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 1.354.467	\$ 1.066.758
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	1.354.467	1.066.758
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	6.509.215	6.845.468
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	6.509.215	6.845.468
Total	\$ 7.863.682	\$ 7.912.226

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.

Al 31 de marzo de 2025 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

Los movimientos de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

A continuación, se detalla la dotación y el uso al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Cartera Comercial	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo inicial	\$ 326.203.758	\$ 352.508.849
Dotaciones	23.744.714	91.219.488
Usos	(1.094.355)	(117.524.579)
Saldo final	\$ 348.854.117	\$ 326.203.758

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación del riesgo crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor.

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 el Grupo respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

Para los préstamos a empleados las garantías están cubiertas con hipotecas, pagarés y prendas.

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 2.800.579	\$ 2.894.399
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.422.266	2.547.395
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	2.129.226	2.344.675
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Comisión	20.859	-
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.368.304	1.373.049
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.299.577	1.366.711
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore (2)	1.048.031	1.453.926
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	271.401	1.410.453
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	245.944	245.944
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	154.916	147.258
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	262.780	262.780

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (**)	Servicios de personal	648.240	648.240
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios Off Shore	617.297	532.124
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	254.731	254.731
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	195.413	185.754
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	126.373	126.373
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	413.645	435.015
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	51.979	36.592
Enel Servicios México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	300.975	316.695
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.688	202.688
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.061	40.061
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	38.895	38.895
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.018	40.018
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	38.895	38.895
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	46.097	100.742
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (3)	-	880.672
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	28.781	280.146
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	-	429.968
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	-	62.500
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	-	2.469
				\$ 15.538.675	\$ 19.169.872

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P.

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$90.266 para el año 2025, en el año 2024 se presentó un deterioro por \$69.475.

- (1) Corresponde a los movimientos de provisión año 2025 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado en Colombia y Centroamérica facturados durante 2024.
- (2) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito con Enel Colombia S.A. E.S.P.; la disminución corresponde a causación de servicios por \$277.474 y al recaudo durante el 2025 de \$(683.369).
- (3) La disminución corresponde principalmente a recaudos aplicados en el mes de marzo de 2025 por facturación de servicio de iluminación navideña por \$(880.672) y reembolso de servicios de subestación por \$(54.645).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos (1)	\$ 1.182.769.945	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	876.901.847	-	-	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	60.309.105	-	22.940.557	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	12.069.496	-	40.151.128	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	5.606.119	-	10.937.035	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	793.542	-	521.588	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (4)	53.332.983	185.863.816	55.540.764	195.465.179
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	30.252.560	-	56.860.163	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto (2)	2.712.698	-	3.147.129	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.559.336	-	1.099.490	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	25.767.575	-	21.363.549	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	10.777.082	-	14.683.630	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	9.218.708	-	8.715.667	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	3.068.432	-	2.168.607	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	147.467	-	1.161.465	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	124.412	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	5.214.762	-	8.444.287	-
Enel Servicios México S.A.	México	Otra (*)	Energía	4.138.376	-	4.634.827	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	1.989.522	-	1.945.103	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	893.939	-	2.046.106	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	698.329	-	378.099	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.126.145	-	1.135.311	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	783.803	-	555.177	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	684.210	-	644.379	-
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	651.199	-	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	376.499	-	308.475	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	145.165	-	85.324	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	62.500	-	62.500	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	535.001	-
E-Distribución S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	10.720	-	10.807	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Asociada	Aportes a capital (5)	-	-	3.408.160	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (6)	-	29.117.454	-	30.621.605
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (7)	-	12.274.997	-	12.125.278
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (7)	-	9.073.135	-	8.962.270
				\$ 2.292.188.626	\$ 236.329.402	\$ 263.610.890	\$ 247.174.332

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de Enel Colombia S.A. E.S.P.

- (1) Corresponde a la distribución de utilidades aprobada por la Asamblea General de Accionistas el 27 de marzo de 2025, a Enel Américas S.A. y al Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2024 por un total de \$2.059.671.792 siendo los principales accionistas y considerados como partes relacionadas con 57,34% y 42,52% respectivamente.
- (2) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de enero a marzo de 2025 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel y el pago realizado por facturación emitida de servicios año 2024.
- (3) Corresponde principalmente a pagos realizados por servicios de horas hombre de ingeniería en proyectos prestados durante 2024.
- (4) Corresponde a préstamos para financiar la construcción de plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031. La variación corresponde a los abonos realizados.
- (5) Corresponde a la reversión de cuenta por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S. de acuerdo con la Asamblea General de Accionistas del pasado 21 de febrero de 2025 mediante la cual se aprobó la disminución de capital social autorizado como parte del proceso de liquidación de esta sociedad.
- (6) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. y Generadora Montecristo S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso liquidación-disolución y el cual aún se encuentra en desarrollo.
- (7) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El aumento corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	\$ 985.369	\$ -
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	594.210	38.301
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	586.240	685.271
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	464.749	585.366
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	259.882	50.996
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	233.350	244.710
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	4.118	-
Enel S.p.A.	Expatriados	195.494	191.349
Enel S.p.A.	Garantías	144.640	-
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	94.177	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	161.222	-
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	72.503	98.141
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	1.500	3.356
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	71.166	-
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	30.428	-
Enel North América INC	Expatriados	15.420	15.422
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	15.387	15.932
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	3.070	-
Enel Green Power España S.L. U.	Diferencia en cambio	2.490	32.700
Enel Italia S.p.A.	Diferencia en cambio	1.796	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	846	-
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	87	171
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	-	153.157
Colombia ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	32.685
Bogotá ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	32.685
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	32.515
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	-	20.025
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	-	2.384
E Distribución Redes digitales, S.L.U.	Expatriados	-	19.725
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	7.971
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	5.847
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	1.298
Enel Generación Chile S.A.	Expatriados	-	460
		\$ 3.938.144	\$ 2.270.467

(1) Corresponde a los ingresos por los contratos de servicios de administración de mantenimiento prestados.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	\$ 7.138.060	\$ 7.241.144
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	281.414	17.249
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	6.071.343	5.014.124
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	465.270	245.289
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	552.016	429.716
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	4.742.335	6.626.007
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	1.424.097	438.115
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	1.306.849	354.693
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	615.155	1.556.335
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	26.078	58.092
Enel S.p.A.	Impatriados	1.033.180	490.400
Enel S.p.A.	Servicios Informáticos (1)	321.626	4.069.880
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	113.160	326.680
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	68.352	28.094
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	402.084	694.964
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	323.284	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	13.711	9.648
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	251.531	142.294
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	-	283.460
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	228.626	-
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	59.841	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	36.920	-
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	-	585.020
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	24.438	44

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	15.723	4.587
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	11.770	-
Enel Brasil S.A.	Impatriados	-	81.177
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	3.829	4.762
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	2.121	-
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	149.719	169.922
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	110.865	125.817
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	40.460	60.690
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	3.768	13.629
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	43.443
Enel Chile S.A.	Impatriados	-	25.637
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	729
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	2.257
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	727
		\$ 25.837.625	\$ 29.144.625

- (1) El aumento corresponde principalmente a los nuevos servicios informáticos, como resultado del replanteamiento de la operación local, donde los soportes técnicos se centralizan en contratos globales, adicionalmente la crisis económica europea generó un gran impacto en los precios de licenciamiento: Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 552 del 26 de marzo de 2025.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 27 de marzo de 2025 es de USD\$2.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 111 celebrada el 27 de marzo de 2025, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Antonio Crisol Puertas
Tercero	Raffaele Enrico Grandi	Gina Constanza Pastrana Silva (*)
Cuarto	Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Samiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

(*) Se aprobó el nombramiento de Gina Constanza Pastrana Silva como miembro suplente del tercer renglón, por el tiempo faltante para completar el periodo estatutario, esto es hasta marzo del año 2026.

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en el Registro Mercantil administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Juan Ricardo Ortega López	\$ 19.116	\$ 26.747
Astrid Martínez Ortiz	19.116	26.747
José Antonio Vargas Lleras	19.116	26.747
Jorge Andrés Tabares Ángel	19.116	26.747
Carolina Soto Losada	19.116	26.747
Francesco Bertoli	19.116	-
Raffaele Enrico Grandi	19.116	-
Andrés Caldas Rico	-	26.747
Luciano Tommasi	-	26.747
	\$ 133.812	\$ 187.229

Personal clave de la Gerencia

A continuación, se relaciona el personal clave de la gerencia:

Nombre	Cargo	Periodo
Francesco Bertoli	Gerente	enero - marzo
Antonio Crisol Puertas	Primer Suplente del Gerente	enero - marzo
Dario Miceli	Segundo Suplente del Gerente	enero - marzo
Mónica Cataldo	Tercer Suplente del Gerente	enero - marzo
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	enero - marzo
Raffaele Enrico Grandi	Quinto Suplente del Gerente	enero - marzo

Las remuneraciones devengadas por el personal de Enel Colombia S.A E.S.P., al 31 de marzo de 2025 y 2024 ascienden a:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Remuneraciones	\$ 909.097	\$ 880.227
Bonos de retiro	-	842.948
	\$ 909.097	\$ 1.723.175

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

El Grupo tiene para sus gerentes un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Del 1 de enero al 31 de marzo de 2025, el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 329.657.372	\$ 311.840.906
Carbón (2)	70.841.758	70.447.609
Bonos de carbono CO2 (3)	40.583.988	40.226.437
Transformadores (4)	38.112.344	43.330.302
Materiales no eléctricos (1)	12.971.949	8.964.346
Otros inventarios	2.720.964	2.629.156
Fuel oil (5)	2.023.610	1.655.412
	\$ 496.911.985	\$ 479.094.168

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Repuestos y materiales (a)	\$ 347.313.722	\$ 325.574.985
Provisión de materiales (b)	(4.684.401)	(4.769.733)
	\$ 342.629.321	\$ 320.805.252

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2025. Al 31 de marzo de 2025 el aumento corresponde a mayores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera mayor consumo y compra de materiales, y mayores compras para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 31 de marzo de 2025, la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene materiales por \$719.038 correspondientes a medidores con el objetivo que sean instalados a clientes nuevos.

Centroamérica:

Los inventarios de las compañías de Centroamérica corresponden al grupo de materiales, repuestos y accesorios eléctricos, así:

Inventarios Centroamérica		
País	Valor	
Guatemala	\$ 20.877.091	
Panamá	18.614.726	
Costa Rica	1.657.882	
	\$ 41.149.699	

(b) La disminución corresponde a menores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual genera menor consumo y compra de materiales, y menores compras para los proyectos de alumbrado público.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2025, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$1.651.858.

(2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): El incremento corresponde a un menor uso por la situación hidrológica favorable en el sistema.

(3) El saldo al 31 de marzo de 2025 corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$95.407.661 y su valor en libros \$40.583.988, así:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 18.755.788
Marzo 2021	1.396.818	19.415.770
Febrero 2022	1.167.444	16.485.062
Septiembre 2023	1.133.764	23.674.181
Diciembre 2024	1.125.980	16.719.309
Febrero 2025	1.125.980	357.551
Total bonos emitidos	8.641.614	\$ 95.407.661
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024		(54.823.673)
Total bonos vendidos al 31 de marzo de 2025		-
Total reconocimiento bonos de carbono		\$ 40.583.988

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- (4) Al 31 de marzo de 2025 los transformadores corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P. y está conformado por elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2025. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión, y redes de alumbrado público.
- (5) Al 31 de marzo de 2025, para Enel Colombia S.A. E.S.P. el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la Central de Termozipa, el volumen del inventario de combustóleo aumentó frente al registrado el 31 de diciembre de 2024 debido al mayor consumo derivado del despacho y liberación de energía de la Central.

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Windpeshi (1) (*)	\$ 212.230.931	\$ 223.471.664
Inventarios (2)	661.242	-
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
	\$ 213.153.311	\$ 223.732.802

- (1) El 24 de mayo de 2023, la Junta Directiva aprobó suspender indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y adelantar, ejecutar y suscribir todos los actos y documentos necesarios para tal fin, buscando la protección de valor del Grupo, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta desarrollado por el Grupo para el proyecto eólico Windpeshi, el día 24 de diciembre 2024, se firmó el contrato para la venta de los activos que conforman el proyecto con Ecopetrol S.A., por 60 Millones de dólares y se registró el valor remanente como deterioro en el Grupo.

El proyecto permanece como activo mantenido para la venta debido a que la transacción se dará a través de la venta de acciones de la compañía Wind Autogeneración S.A.S., que fue constituida el 15 de enero de 2025 y a la cual se aportarán los activos correspondientes al proyecto. Si bien el proyecto lleva un año clasificado como mantenido para la venta, se estima que el proceso de materialización de la transacción se concluirá en los próximos meses.

La disminución corresponde a la actualización financiera de la inversión mantenida para la venta, las variables utilizadas para descontar los flujos a marzo de 2025 son tasa descuento promedio 10.05%, TRM real \$4.192,57 y diciembre 2024 tasa descuento promedio 10.19%, TRM real \$4.409,15.

(*) La variación respecto al estado financiero de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a la cuenta por cobrar por concepto de capitalización de parte de la compañía Wind Autogeneración S.A.S.

- (2) Corresponde a propuesta de compra de materiales ubicados en los centros de acopio Patajatamana y Romana del proyecto Windpeshi, recibida el 01 de abril de 2025 por parte de la compañía Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S. ZESE.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 11.532.288	\$ 76.429.902
Autorretención especial (2)	1.821.484	2.555.697
Saldos a favor renta (3)	1.410.310	146.750.531
Descuentos tributarios y retención en la fuente (4)	388.871	323.175
Autorretenciones de retención en la fuente (5)	-	219.552
Total activos por impuestos corrientes	\$ 15.152.953	\$ 226.278.857

El detalle de los activos por impuesto corriente para cada una de las compañías se presenta a continuación:

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

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo a favor de renta (3) (*)	\$ -	\$ 145.372.416
Autorretenciones a favor 2019 (5)	-	219.552
Total activos por impuestos corrientes	\$ -	\$ 145.591.968

(*) La disminución de saldo a favor al 31 de marzo de 2025 respecto al 31 de diciembre de 2024 se debe a que este valor será compensado en la declaración de renta año 2025.

- Compañías Centroamericanas**

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá (1) (*)	\$ 7.945.881	\$ 70.973.692
Total sociedades Costa Rica (1)	3.586.407	5.456.210
Total activos por impuestos corrientes	\$ 11.532.288	\$ 76.429.902

(*) La disminución corresponde principalmente por uso del anticipo de ISR (Impuesto sobre la renta) en la renta presentada en el año 2025 por Enel Fortuna S.A.

- Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Autorretención especial (2)	\$ 1.821.484	\$ 2.540.627
Saldo a favor renta (3)	1.322.277	1.322.277
Retenciones practicadas (4)	388.871	306.050
Total activos por impuestos corrientes	\$ 3.532.632	\$ 4.168.954

- Atlántico Photovoltaic S.A.S.**

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos a favor renta (3)	\$ 77.219	\$ 45.024
Retención en la fuente (4)	-	17.125
Autorretención especial (2)	-	15.070
Total activos por impuestos corrientes	\$ 77.219	\$ 77.219

- Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.**

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos a favor renta (3)	\$ 10.814	\$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	\$ 10.814	\$ 10.814

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas se registran siguiendo el método de participación de acuerdo con la política definida.

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Usme ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	739.653.977	20,00%	\$ 13.904.657	\$ 15.228.167
Fontibón ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	434.359.750	20,00%	11.513.509	12.186.406
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (2)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	4.519.907	4.166.247
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada	6.014	40,00%	2.710.432	6.098.551
Colombia ZE S.A.S. (4)	Inversión	Asociada	5.186.737	20,00%	93.327	57.264
Crédito Fácil Codensa S.A. (5)	Inversión	Asociada	-	-	-	382.316
Bogotá ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	503.609.700	20,00%	(29.557)	72.726
					\$ 32.712.275	\$ 38.191.677

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 31 de marzo de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 no presentan cambios, excepto en la inversión que se tenía en la compañía Crédito Fácil Codensa que al 31 de diciembre de 2024 era de 48,9938% en porcentaje de participación y 15.678 acciones ordinarias; esta compañía fue liquidada el 30 de enero de 2025.

- (1) Las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. fueron constituidas el 18 de enero de 2021, con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV. El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual fue constituida el 20 de octubre de 2020.

El 21 de abril de 2023, el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó la venta del 80% de la participación que tenía en Colombia ZE S.A.S. que a su vez tiene el 100% de Bogotá ZE S.A.S. y esta a su vez tiene el 100% de Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S.; por lo anterior el Grupo retiene el 20% de la participación en estas compañías de manera directa e indirecta manteniendo influencia significativa en estas.

- (2) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20,00% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.

- (3) Enel X Way Colombia S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta y adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 40,00% y en la que el Grupo tiene influencia significativa. El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P.

La compañía tuvo una disminución de capital como parte del proceso de disolución y liquidación. Al 31 de marzo de 2025 se siguen adelantando los trámites correspondientes conforme a la normativa aplicable para la liquidación.

- (4) Colombia ZE S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, la cual fue constituida el 17 de abril de 2018 y tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo a que la participación es del 20,00% y en la que el Grupo

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

tiene influencia significativa.

- (5) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) era una sociedad anónima que tenía como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Por escritura pública N.110 del 30 de enero de 2025 de la notaría 10 de Bogotá D.C., inscrita el 4 de febrero de 2025, se protocolizó el Acta contentiva de la cuenta final de liquidación, al 31 de marzo de 2025 la compañía se encuentra liquidada.

Información correspondiente a las asociadas:

La información financiera al 31 de marzo de 2025 de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
Usme ZE S.A.S.	\$ 462.317.291	\$ 392.794.006	\$ 69.523.285	\$ 462.317.291	\$ (6.617.550)
Fontibón ZE S.A.S.	370.066.786	312.499.241	57.567.545	370.066.786	(3.364.485)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	36.608.268	14.008.733	22.599.535	36.608.268	1.768.300
Enel X Way Colombia S.A.S.	6.880.097	104.017	6.776.080	6.880.097	50.102
Colombia ZE S.A.S.	467.533	898	466.635	467.533	(255.870)
Bogotá ZE S.A.S.	151.066	298.853	(147.787)	151.066	(75.245)

La información financiera al 31 de diciembre de 2024 para el estado de situación financiera y al 31 de marzo de 2024 para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
Usme ZE S.A.S.	\$ 444.593.559	\$ 368.452.724	\$ 76.140.835	\$ 444.593.559	\$ (8.249.649)
Fontibón ZE S.A.S.	364.310.977	303.378.946	60.932.031	364.310.977	(9.387.736)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	34.452.625	13.621.389	20.831.236	34.452.625	(1.234.905)
Enel X Way Colombia S.A.S.	15.379.011	132.634	15.246.377	15.379.011	53.717
Colombia ZE S.A.S.	287.080	760	286.320	287.080	(175.215)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	785.631	5.296	780.335	785.631	(1.339.913)
Bogotá ZE S.A.S.	364.408	777	363.631	364.408	2.200.365

El detalle del efecto en resultado de las asociadas actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que el Grupo tiene inversión directa es el siguiente:

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 353.660	\$ (246.981)
Enel X Way Colombia S.A.S.	20.041	21.487
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(4.337)	(656.474)
Bogotá ZE S.A.S.	(15.049)	440.073
Colombia ZE S.A.S.	(51.174)	(35.043)
Fontibón ZE S.A.S.	(672.897)	(1.877.547)
Usme ZE S.A.S.	(1.323.510)	(1.649.930)
Total	\$ (1.693.266)	\$ (4.004.415)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 392.966.268	\$ 418.046.596
Programas informáticos (2)	273.902.293	286.785.946
Otros activos intangibles identificables	269.100.060	277.362.633
Construcciones y avances de obras	223.004.896	226.812.271
Otros recursos intangibles	46.095.164	50.550.362

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Activos Intangibles		
Concesiones (3)	252.550.893	272.740.715
Derechos y servidumbres (4)	96.866.135	98.125.901
Costos de desarrollo	14.800.821	24.863.329
Licencias	5.480.264	3.644.390
Activos intangibles, neto	\$ 1.305.666.734	\$ 1.381.569.510
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	471.534.332	494.427.019
Programas informáticos	993.089.611	971.629.216
Otros activos intangibles identificables	329.102.863	338.041.110
<i>Construcciones y avances de obras</i>	223.004.896	226.812.271
<i>Otros recursos intangibles</i>	106.097.967	111.228.839
Concesiones	1.404.841.828	1.477.413.221
Derechos y servidumbres	176.309.986	176.305.480
Costos de desarrollo	50.546.133	60.442.949
Licencias	96.517.952	94.469.114
Activos Intangibles, bruto	\$ 3.521.942.705	\$ 3.612.728.109
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(78.568.064)	(76.380.423)
Programas informáticos	(719.187.318)	(684.843.270)
Otros Activos intangibles identificables	(60.002.803)	(60.678.477)
Concesiones	(1.152.290.935)	(1.204.672.506)
Derechos y servidumbres	(79.443.851)	(78.179.579)
Costos de desarrollo	(35.745.312)	(35.579.620)
Licencias	(91.037.688)	(90.824.724)
Amortización acumulada	\$ (2.216.275.971)	\$ (2.231.158.599)

- (1) **Panamá:** Corresponde a la cesión de los contratos de suministro de energía a favor de Enel Fortuna S.A. por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW, como costos por obtención de contratos de suministro de energía PPA (acuerdos de compra de energía).

En la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde al PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202GW. La disminución en marzo de 2025 con respecto a diciembre de 2024 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.192,57 marzo 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

- (2) La disminución corresponde a los siguientes proyectos: sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (CRM, sales, GBS, Enel Flex) por \$(9.769.283), proyectos relacionados ICT Colombia por \$(1.455.517) y proyectos de infraestructura global por \$(1.658.853).

- (3) Las concesiones corresponden a:

- **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031 por un valor de US \$61.957.819. La disminución en marzo de 2025 con respecto a diciembre de 2024 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.192,57 marzo 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

	Costa Rica
Costo	\$ 1.216.176.178
Amortización	(1.069.194.588)
Neto Concesiones	\$ 146.981.590

- **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A., tiene un contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

donde se ubica la Planta Fortuna de 300MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. La disminución en marzo de 2025 con respecto a diciembre de 2024 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.192,57 marzo 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

	Panamá
Costo	\$ 188.665.650
Amortización	(83.096.347)
Neto Concesiones	<u>\$ 105.569.303</u>

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P., dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años; y las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión) y los no renovables (Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT).

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de proyecto El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

La composición y movimientos del rubro activos intangibles se detalla a continuación:

	Costos de desarrollo	Concesiones	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Costos por contratos	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$ 27.568.973	\$ 261.193.328	\$ 90.083.310	\$ 4.748.760	\$ 333.592.873	\$ 339.046.873	\$ 392.397.558	\$ 50.629.900	\$ 1.499.261.575
Adiciones	-	-	12.785.028	9.690	192.920	75.366.909	-	542.325	88.896.872
Traspasos	8.004.550	-	-	630.827	120.263.284	(128.898.661)	-	-	-
Amortización	(620.374)	(26.404.961)	(4.742.437)	(2.056.381)	(167.381.658)	-	(31.997.983)	(7.998.219)	(241.202.013)
Otros decrementos	(10.089.820)	37.952.348	-	311.494	118.527	(58.702.850)	57.647.021	7.376.356	34.613.076
Total movimientos	(2.705.644)	11.547.387	8.042.591	(1.104.370)	(46.806.927)	(112.234.602)	25.649.038	(79.538)	(117.692.065)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 24.863.329	\$ 272.740.715	\$ 98.125.901	\$ 3.644.390	\$ 286.785.946	\$ 226.812.271	\$ 418.046.596	\$ 50.550.362	\$ 1.381.569.510
Adiciones (a)	-	-	4.506	-	-	10.264.845	1.393.853	-	11.663.204
Traspasos	-	-	-	2.264.551	21.481.521	(23.888.747)	-	142.675	-
Amortización	(165.691)	(6.786.175)	(1.264.272)	(316.310)	(34.344.049)	-	(5.933.839)	(2.112.797)	(50.923.133)
Otros incrementos (decrementos) (b)	(9.896.817)	(13.403.647)	-	(112.367)	(21.125)	9.816.527	(20.540.342)	(2.485.076)	(36.642.847)
Total movimientos	(10.062.508)	(20.189.822)	(1.259.766)	1.835.874	(12.883.653)	(3.807.375)	(25.080.328)	(4.455.198)	(75.902.776)
Saldo final al 31 de marzo de 2025	\$ 14.800.821	\$ 252.550.893	\$ 96.866.135	\$ 5.480.264	\$ 273.902.293	\$ 223.004.896	\$ 392.966.268	\$ 46.095.164	\$ 1.305.666.734

- (a) Al 31 de marzo de 2025 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 01 de enero al 31 de marzo de 2025
Colombia	
Intercompanies - Sap Global	\$ 2.710.338
BD - Solar - Atlantico PV	2.412.330
Retail Regulado IC-ICT-Mng	1.908.361
Proyecto E-home	1.480.685
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	834.425
Guayepo III: Licencias ambientales	270.358
BD - Solar - Valledupar	199.722
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	187.505
BD - Solar - Guayepo III	93.711
BD - Solar - Chinu	85.729
Liquidadores CFC, project y NewCo	31.183
Global SAP	30.823
Plataforma Comercial comercializadora digital	12.908
Otros desarrollos y evolutivos menores	5.610
Centroamérica	
Panamá: Smart Meter Cost	1.393.853
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	5.663
Total	\$ 11.663.204

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

(b) **Centroamérica:**

Los otros incrementos (decrementos) para las compañías de Centroamérica corresponden a: \$36.642.847 efecto por tasa de cambio del 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de marzo de 2025, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de marzo de 2025, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de marzo de 2025 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas y equipos (1)	\$ 19.374.313.534	\$ 19.443.635.129
Plantas de generación hidroeléctrica	9.729.767.600	9.871.775.892
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.821.373.736	6.705.842.662
Renovables	2.220.989.787	2.259.766.106
Plantas de generación termoeléctrica	602.182.411	606.250.469
Construcción en curso (2) (*)	2.337.340.787	2.157.366.098
Edificios (3)	1.437.133.268	1.454.803.026
Terrenos (3)	541.281.275	509.529.836
Arrendamientos financieros (4)	287.916.547	294.006.334
Activos por uso NIIF 16	287.916.547	294.006.334
Terrenos	165.491.795	169.850.807
Edificios	100.253.293	101.760.369
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	22.171.459	22.395.158
Instalaciones fijas y otras (3)	121.195.181	126.445.037
Otras Instalaciones	81.221.976	85.362.733
Instalaciones fijas y accesorios	39.973.205	41.082.304
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 24.099.180.592	\$ 23.985.785.460
Costo		
Plantas y equipos	\$ 31.810.494.366	\$ 31.763.057.738
Plantas de generación hidroeléctrica	15.049.395.236	15.201.175.474
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	13.178.145.405	12.963.735.673
Renovables	2.455.621.647	2.478.529.215
Plantas de generación termoeléctrica	1.127.332.078	1.119.617.376
Construcción en curso	2.337.340.787	2.157.366.098
Edificios	1.666.906.784	1.674.537.915
Terrenos	541.281.275	509.529.836
Arrendamientos financieros	399.324.027	399.019.311
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	398.484.425	398.179.709
Terrenos	198.992.343	201.032.188
Edificios	117.840.373	118.604.033
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	81.651.709	78.543.488
Instalaciones fijas y otras	498.376.462	502.049.375
Otras Instalaciones	370.088.255	371.654.097
Instalaciones fijas y accesorios	128.288.207	130.395.278
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 37.253.723.701	\$ 37.005.560.273
Depreciación		

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas y equipos (**)	\$ (12.436.180.832)	\$ (12.319.422.609)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.279.425.445)	(5.287.120.624)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(40.202.191)	(42.278.958)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.356.771.669)	(6.257.893.011)
Renovables	(234.631.860)	(218.763.109)
Plantas de generación termoeléctrica	(525.149.667)	(513.366.907)
Edificios	(229.773.516)	(219.734.889)
Arrendamientos financieros	(111.407.480)	(105.012.977)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(110.567.878)	(104.173.375)
Terrenos	(33.500.548)	(31.181.381)
Edificios	(17.587.080)	(16.843.664)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(59.480.250)	(56.148.330)
Instalaciones fijas y otras	(377.181.281)	(375.604.338)
Otras instalaciones	(288.866.279)	(286.291.364)
Instalaciones fijas y accesorios	(88.315.002)	(89.312.974)
Depreciación acumulada	\$ (13.154.543.109)	\$ (13.019.774.813)

(*) Corresponde a las actividades de construcción y mano de obra como parte del desarrollo de los proyectos que se encuentran en curso.

(**) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos.

(1) Centroamérica y Colombia

En los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución los saldos al 31 de marzo de 2025 son los siguientes:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.520.850.467
Guatemala	1.341.608.519
Costa Rica	103.402.156
Total Centroamérica	\$ 2.965.861.142
Colombia	16.408.452.392
Total plantas y equipos	\$ 19.374.313.534

- (2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 31 de marzo de 2025, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se presentan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 31 de marzo de 2025
Colombia	
Líneas, redes y subestaciones	\$ 1.221.690.838
Proyectos de energía renovable:	
Solar Guayepo	506.794.635
Solar Atlántico	290.869.327
Solar La Loma	33.066.072
Solar Fundación	31.585.873
Solar El Paso	1.695.431
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación.	98.362.653
Iluminación pública	77.623.645
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	17.607.660
Centroamérica	
<u>Panamá:</u>	
Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos mayores subestaciones, casa de máquinas, obras civiles y proyecto Silicom.	25.018.308
Enel Renovable S.R.L.: SMA Residential Cabins, proyecto Esperanza	6.009.522

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Principales proyectos	Al 31 de marzo de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	4.530.996
Generadora Solar Austral S.A.: Otros	1.574.631
Generadora Solar El Puerto S.A.: Otros	1.242.889
<u>Guatemala:</u>	
Generadora de Occidente S.A.: Casa de máquinas, proyecto repowering El Canada, proyecto embalse, proyecto comunicación de generación.	5.773.211
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto de canales y proyecto línea de transmisión.	5.703.650
Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa y proyecto línea de transmisión.	3.272.887
Generadora Montecristo S.A.: Proyecto casa de máquinas y proyecto línea de transmisión.	851.385
Enel Guatemala S.A.: Proyecto Trading Tool	787.910
<u>Costa Rica:</u>	
PH Chucús S.A.: Proyecto de automatización, compuertas vertero y sistema de protección margen izquierdo.	1.962.738
PH Don Pedro S.A.: Proyecto Gobernador.	1.091.048
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	120.664
PH Rio Volcán S.A.: Equipo de comunicación.	104.814
Total construcciones en curso	\$ 2.337.340.787

(3) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 31 de marzo de 2025:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 7.782.312
Costa Rica	1.512.754
Guatemala	1.131.657
Total Centroamérica	\$ 10.426.723
Colombia	530.854.552
Total Terrenos	\$ 541.281.275
Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 231.639.928
Guatemala	8.252.067
Costa Rica	88.626
Total Centroamérica	\$ 239.980.621
Colombia	1.197.152.647
Total Edificaciones	\$ 1.437.133.268
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 22.985.049
Panamá	20.906.516
Costa Rica	16.201.814
Total Centroamérica	\$ 60.093.379
Colombia	61.101.802
Total Otras instalaciones	\$ 121.195.181

(4) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 31 de marzo de 2025:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 18.873.738
Guatemala	18.411.038
Total Centroamérica	\$ 37.284.776
Colombia	128.207.019
Total terrenos	\$ 165.491.795
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 4.239.988
Panamá	3.363.727

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Costa Rica	2.024.030
Total Centroamérica	\$ 9.627.745
Colombia	90.625.548
Total edificaciones	\$ 100.253.293
Otras instalaciones	Valor
Panamá	\$ 2.244.819
Guatemala	1.139.673
Total Centroamérica	\$ 3.384.492
Colombia	18.786.967
Total otras instalaciones	\$ 22.171.459

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de generación hidroeléctrica, termoelectrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$2.765.986.400	\$491.508.380	\$1.100.451.225	\$10.846.501.848	\$6.175.546.734	\$113.403.995	\$265.381.232	\$21.758.779.814
Adiciones	2.098.256.404	600.891	6.845.283	4.610.707	4.077.011	11.466.295	14.198.074	2.140.054.665
Trasposos	(2.757.970.867)	24.977.465	358.350.710	1.376.828.797	967.188.275	30.625.620	-	-
Retiros	(288.400)	(29.188)	(75.760)	(1.452.231)	(12.090.585)	(437.187)	(128.182)	(14.501.533)
Gasto por depreciación	-	-	(35.649.853)	(358.732.253)	(427.397.250)	(34.803.719)	(30.586.881)	(887.169.956)
Otros (decrementos) incrementos	51.382.561	(7.527.712)	24.881.421	870.035.599	(1.481.523)	6.190.033	45.142.091	988.622.470
Total movimientos	(608.620.302)	18.021.456	354.351.801	1.891.290.619	530.295.928	13.041.042	28.625.102	2.227.005.646
Saldo final 31 de diciembre de 2024	\$2.157.366.098	\$509.529.836	\$1.454.803.026	\$12.737.792.467	\$6.705.842.662	\$126.445.037	\$294.006.334	\$23.985.785.460
Adiciones (a)	521.561.894	-	-	-	209.943	12.372	604.948	522.389.157
Trasposos(b)	(335.418.379)	32.294.107	7.411.653	74.328.579	214.226.577	7.157.463	-	-
Retiros (c)	-	-	-	(434.731)	(784.642)	(2.049)	(74.738)	(1.296.160)
Gasto por depreciación	-	-	(12.868.036)	(101.577.054)	(98.098.360)	(9.192.403)	(7.331.797)	(229.067.650)
Otros (incrementos) decrementos (d)	(6.168.826)	(542.668)	(12.213.375)	(157.169.463)	(22.444)	(3.225.239)	711.800	(178.630.215)
Total movimientos	179.974.689	31.751.439	(17.669.758)	(184.852.669)	115.531.074	(5.249.856)	(6.089.787)	113.395.132
Saldo final al 31 de marzo de 2025	\$2.337.340.787	\$541.281.275	\$1.437.133.268	\$12.552.939.798	\$6.821.373.736	\$121.195.181	\$287.916.547	\$24.099.180.592

Al 31 de marzo de 2025, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública, a continuación, el detalle:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2025
Colombia		
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	\$ 151.481.171
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	145.574.226
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	134.869.919
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	64.258.276
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca.	4.583.615
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema esator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central.	4.326.773
CH-Quimbo -Betania	Recuperación de estructuras civiles e instalaciones; fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, obras asociadas a vía perimetral, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	4.291.720
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP.	2.578.230
CH- Paraiso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraiso; sistemas de turbina Guaca y Paraiso; estabilización talud Paraiso.	2.555.635
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	850.627
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas.	438.275
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares.	315.247
Solar El Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina.	177.321
CH-Centrales menores	Modernización equipos de patio, estructura de descarga bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, cargadores de baterías y sistemas de refrigeración.	120.112

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2025
El Paso extensión	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	64.007
Solar Fundación	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	48.718
Centroamérica		
Panamá	Estribo, infraestructura de comunicación e instrumentos de medición, otros proyectos	3.536.663
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas y proyecto de canales.	696.218
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: Arrendamiento financiero de vehículos	606.204
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: Proyecto casa de máquinas y proyecto repowering El Canada.	585.618
Guatemala	Generadora Montecristo: Proyecto casa de máquinas.	323.625
Guatemala	Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa.	94.585
Costa Rica	Otros	12.372
Total adiciones		\$ 522.389.157

- (b) Al 31 de marzo de 2025, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Colombia	
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública.	\$ 122.861.254
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	93.615.459
CH-Quimbo y Betania	55.458.532
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	35.859.734
CC-Termozipa	7.714.705
CH- Guaca, Paraíso y Guavio	7.255.629
CH-Centrales menores (Río Bogotá)	2.747.408
La Loma	1.068.879
Guayepo	461.169
Fundación	332.351
El Paso	240.783
Centroamérica	
Panamá: Infraestructura y edificación compañía Generadora Solar Austral S.A. y Generadora Solar El Puerto S.A. y otros proyectos.	4.886.592
Costa Rica: Instalaciones fijas y otros accesorios	2.915.884
Total	\$ 335.418.379

- (c) Al 31 de marzo de 2025 se realizaron bajas por \$(1.296.160) correspondientes a transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$(784.642); baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas por \$(434.731), arrendamientos financieros por \$(74.738) y baja en instalaciones fijas por \$(2.049).
- (d) Al 31 de marzo de 2025 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización del VPN de desmantelamientos y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 y renegociación de canon de contratos de arrendamiento financiero de terrenos.

Centroamérica

Los otros incrementos y decrementos para las compañías de Centroamérica por \$(173.781.467) que corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Al 31 de marzo de 2025 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) El Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de marzo de 2025 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 31 de marzo de 2025 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

Las vidas útiles en promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Promedio de años de vida útil de años estimada			
Clases de propiedad, planta y equipo	2025	2024	
Plantas y equipos			
Obra civil plantas y equipos	54	54	
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	29	
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27	
Torres de medición eólica	1	2	
Estaciones solares	23	22	
Páneles y Miscelaneos	26	27	
Subestaciones	25	25	
Redes de alta tensión	34	34	
Red de baja y media tensión	31	31	
Equipos de medida y telecontrol	20	20	
Edificios	42	45	
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9	
Activos para uso NIIF 16			
Edificios	35	35	
Terrenos	27	27	
Vehículos	1	1	

Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica						
Clases de propiedad, planta y equipo	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Plantas y equipos	50	50	20	50	50	50
Equipo eléctrico	-	-	50	50	-	-
Edificios	20	50	20	20	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5	5-10	5	5	5	5
Activos para uso NIIF 16						
Edificios	10	10	13	10	15	10
Terrenos	-	-	30	50	50	50
Vehículos	-	3	1	3	3	3

15. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2022. A continuación, el detalle de esta:

Sociedad	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 104.661.506	\$ 110.068.116
Enel Renovable S.R.L.	13.632.932	14.337.182
	\$ 118.294.438	\$ 124.405.298

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

16. Impuestos diferidos, neto

Activos por Impuestos Diferidos

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%.

El impuesto diferido al 31 de marzo de 2025 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Al 31 de marzo de 2025
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 3.486.705	\$ 7.628.103	\$ 6.228.935	\$ 17.343.743
Total impuesto diferido activo	\$ 3.486.705	\$ 7.628.103	\$ 6.228.935	\$ 17.343.743

(1) Al 31 de marzo de 2025, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

Impuesto diferido activo	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de marzo de 2025
Provisiones y otros (a)	\$ 19.362.426	\$ 39.067	\$ (66.695)	\$ 19.334.798
Propiedad planta y equipo	(1.910.839)	20.143	(100.359)	(1.991.055)
Total impuesto diferido activo	\$ 17.451.587	\$ 59.210	\$ (167.054)	\$ 17.343.743

(a) Al 31 de marzo de 2025, el detalle de provisiones y otros, asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de marzo de 2025
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 12.762.065	\$ (66.695)	\$ 12.695.370
Otros	6.600.361	39.067	6.639.428
	\$ 19.362.426	\$ (27.628)	\$ 19.334.798

Pasivos por Impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de marzo de 2025:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de marzo de 2025
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (1)	\$ 162.203.572	\$ 707.457	\$ -	\$ -	\$ 162.911.029
Obligaciones de aportación definida	9.347.436	(402.585)	139.258	-	9.084.109
Forward y swap	(25.298.424)	184.146	18.069.914	-	(7.044.364)
Total impuesto diferido activo	\$ 146.252.584	\$ 489.018	\$ 18.209.172	\$ -	\$ 164.950.774
Impuesto diferido pasivo					
Otros	(315.759)	(48.571.035)	-	-	(48.886.794)
Método de participación Centroamérica	(60.136.407)	(3.282.700)	-	-	(63.419.107)
Centroamérica (2)	(193.323.646)	-	-	8.612.072	(184.711.574)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(567.267.847)	6.578	-	-	(567.261.269)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (821.043.659)	\$ (51.847.157)	\$ -	\$ 8.612.072	\$ (864.278.744)
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (674.791.075)	\$ (51.358.139)	\$ 18.209.172	\$ 8.612.072	\$ (699.327.970)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- (i) La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 31 de marzo de 2025 corresponde principalmente por la diferencia de vidas útiles fiscales y contables de los activos fijos y el movimiento de pasivos estimados y provisiones.
- (ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.
- (1) Al 31 de marzo de 2025, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de marzo de 2025
Otros	\$ 66.049.691	\$ (1.864.459)	\$ 64.185.232
Provisión de cuentas incobrables (a)	56.396.336	3.318.934	59.715.270
Provisión obligaciones laborales (b)	19.528.084	955.936	20.484.020
Provisiones de trabajos y servicios	15.432.905	(1.723.512)	13.709.393
Provisión por desmantelamiento	4.796.556	20.558	4.817.114
	\$ 162.203.572	\$ 707.457	\$ 162.911.029

- (a) Corresponde al aumento principalmente de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.
- (b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición).
- (2) **Centroamérica:**

De las sociedades de Centroamérica, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica reflejando un impuesto pasivo diferido así:

Centroamérica	Al 31 de marzo de 2025
Costa Rica (a)	\$ (153.624.217)
Panamá (b)	(31.087.357)
Total impuesto diferido, neto	\$ (184.711.574)

- (a) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Río Volcán S.A.
- (b) La provisión de impuesto diferido pasivo neto, comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales.
- (3) El exceso de la depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:
- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto El Quimbo tienen un tratamiento especial:
Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a El Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
 - Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
 - Los demás activos se deprecian por línea recta.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 31 de marzo de 2025 se presenta a continuación:

	2025 en adelante
Provisiones y pasivos estimados	\$ 338.363.508
Obligaciones de aportación definida	22.279.568
Cartera	130.771.605
Otros	(20.850.673)
Instrumentos financieros	(159.449)
Propiedades, planta y equipo	(1.764.331.627)
	\$ (1.293.927.068)
Tarifa	35%
Impuesto	(452.874.474)
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	\$ (451.197.289)
Base método de participación de Centroamérica	251.197.496
Impuesto pasivo por método de participación	\$ (63.419.107)
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	\$ (184.711.574)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (699.327.970)

17. Otros pasivos financieros

	Al 31 de marzo de 2025			Al 31 de diciembre de 2024		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	\$ 704.940.680	\$ 15.400.431	\$ 972.372.150	\$ 756.339.530	\$ 16.466.877	\$ 972.363.932
Obligaciones Bancarias (2)	677.596.174	161.662.712	6.805.851.475	1.102.346.174	129.798.443	6.863.020.482
Obligaciones por leasing (3)	29.109.798	8.303.295	256.877.052	28.736.778	7.230.783	264.510.509
Instrumentos derivados (4)	14.884.779	-	-	2.832.573	-	-
	\$ 1.426.531.431	\$ 185.366.438	\$ 8.035.100.677	\$ 1.890.255.055	\$ 153.496.103	\$ 8.099.894.923

(1) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de marzo de 2025 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente						
B12-13	10,55%	Variable	\$ 2.099.765	\$ 363.010.680	\$ 365.110.445	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
B12-13	10,33%	Variable	2.357.395	193.340.000	195.697.395	-	-	-	-	-	-
E7-18	6,74%	Fija	150.729.696	-	150.729.696	-	-	-	-	-	-
B12-18	9,06%	Variable	3.072.000	-	3.072.000	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,86%	Variable	1.819.500	-	1.819.500	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	9,65%	Variable	1.814.475	-	1.814.475	-	-	-	-	162.428.499	162.428.499
B10-19	9,03%	Variable	1.187.600	-	1.187.600	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15	9,11%	Variable	910.000	-	910.000	-	199.943.651	-	-	-	199.943.651
			\$ 163.990.431	\$ 556.350.680	\$ 720.341.111	\$ -	\$ 449.943.651	\$ -	\$ 200.000.000	\$ 322.428.499	\$ 972.372.150

Durante el 1 de enero y el 31 de marzo del 2025 se generaron los siguientes pagos de bonos:

Generación: pago intereses Bono B16-14 por \$(3.793.237), Bono B12-13 intereses por \$(9.085.189) y Bono 15 Quimbo intereses por \$(4.347.200) se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$19.366.

Distribución: Recompra del Bono E7-18 por \$(51.410.000), e intereses por \$(636.157) y pago de intereses trimestrales de 5 bonos por \$(20.703.153).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente						
B12-13	10,46%	Variable	\$ 2.083.792	\$ 362.999.530	\$ 365.083.322	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	200.000.000	202.952.000	-	-	-	-	-	-
B12-13	10,25%	Variable	2.444.784	193.340.000	195.784.784	-	-	-	-	-	-
B12-18	8,98%	Variable	3.120.000	-	3.120.000	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,78%	Variable	1.905.750	-	1.905.750	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	9,57%	Variable	1.881.751	-	1.881.751	-	-	-	-	162.425.195	162.425.195
B10-19	8,95%	Variable	1.176.800	-	1.176.800	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,03%	Variable	902.000	-	902.000	-	-	199.938.737	-	-	199.938.737
			\$ 16.466.877	\$ 756.339.530	\$ 772.806.407	\$ -	\$ 250.000.000	\$ 199.938.737	\$ 200.000.000	\$ 322.425.195	\$ 972.363.932

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de marzo de 2025 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Occidente S.A.	10,40%	18/6/2025	\$ 250.974.167	\$ -	\$ 250.974.167	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mufg bank	13,37%	12/4/2028	18.643.023	113.937.500	132.580.523	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	-	569.687.500
Banco de Occidente S.A.	10,82%	15/11/2025	1.909.078	113.000.000	114.909.078	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	12,56%	19/2/2031	1.718.167	66.666.667	68.384.834	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	333.333.335
Bancolombia S.A.	9,39%	15/7/2026	2.378.800	60.000.000	62.378.800	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	10,14%	28/4/2029	54.276.562	-	54.276.562	50.000.000	100.000.000	-	50.000.000	-	200.000.000
International Finance	12,72%	15/10/2031	31.886.152	-	31.886.152	-	-	60.557.850	60.557.850	1.076.440.217	1.197.555.917
European Investment Bank	11,24%	28/11/2033	22.556.360	-	22.556.360	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
European Investment Bank	11,24%	28/11/2033	17.722.853	-	17.722.853	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	10,79%	15/7/2026	657.337	15.000.000	15.657.337	15.000.000	-	-	-	-	15.000.000
Bancolombia S.A.	11,46%	5/4/2028	12.613.333	-	12.613.333	-	-	480.000.000	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	9,38%	30/11/2026	8.267.466	-	8.267.466	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Bancolombia S.A.	10,89%	28/7/2028	7.534.144	-	7.534.144	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	11,87%	28/11/2033	5.948.391	-	5.948.391	-	-	-	-	148.464.289	148.464.289
Banco Davivienda S.A.	10,96%	13/3/2029	1.360.280	3.750.000	5.110.280	5.000.000	5.000.000	5.000.000	-	-	15.000.000
Banco Bbva Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	5.088.226	-	5.088.226	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
Scotiabank Colpatria S.A.	10,05%	14/5/2026	4.993.589	-	4.993.589	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
European Investment Bank	11,87%	28/11/2033	4.673.736	-	4.673.736	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	12,11%	30/11/2029	3.728.640	-	3.728.640	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,71%	5/4/2026	879.421	2.556.496	3.435.917	284.055	-	-	-	-	284.055
Banco Bbva Colombia S.A.	10,20%	19/10/2027	1.966.600	-	1.966.600	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
Bancolombia S.A.	10,17%	30/11/2027	1.312.267	-	1.312.267	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	11,48%	21/12/2027	1.009.525	-	1.009.525	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,86%	30/11/2028	830.034	-	830.034	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	11,31%	26/2/2031	62.808	583.333	646.141	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	6.416.667	34.416.667
Bancolombia S.A.	10,19%	23/12/2027	493.150	-	493.150	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	8,23%	19/2/2035	185.163	-	185.163	729.167	8.750.000	8.750.000	8.750.000	43.020.833	70.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,30%	15/8/2034	95.618	-	95.618	1.458.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	11.041.667	20.000.000
Total créditos			\$463.764.890	\$375.493.996	\$839.258.886	\$1.309.013.222	\$1.167.791.667	\$1.244.412.017	\$555.474.517	\$2.529.160.052	\$6.805.851.475

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Occidente S.A.	10,19%	18/6/2025	\$ 955.208	\$ 250.000.000	\$ 250.955.208	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente S.A.	11,03%	15/11/2025	2.076.526	150.000.000	152.076.526	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	9,95%	14/3/2025	150.640.000	-	150.640.000	-	-	-	-	-	-
Mufg Bank Ltd.	13,67%	12/4/2028	19.394.669	113.937.500	133.332.169	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	-	569.687.500
Itaú Colombia S.A.	11,34%	16/8/2025	1.522.585	109.000.000	110.522.585	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,16%	15/8/2025	998.505	71.000.000	71.998.505	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,30%	15/7/2026	5.833.833	60.000.000	65.833.833	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	10,31%	28/4/2029	4.500.347	50.000.000	54.500.347	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	200.000.000

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Itaú Colombia S.A.	10,58%	18/6/2025	198.042	50.000.000	50.198.042	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	10,86%	14/1/2025	35.052.200	-	35.052.200	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	12,44%	19/2/2031	1.702.866	33.333.333	35.036.189	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	100.000.000	366.666.668
International Finance	13,00%	15/10/2031	34.830.710	-	34.830.710	-	-	60.557.850	60.557.850	1.075.923.728	1.197.039.428
Bancolombia S.A.	11,02%	15/7/2026	691.275	15.000.000	15.691.275	15.000.000	-	-	-	-	15.000.000
Bancolombia S.A.	11,73%	5/4/2028	13.259.840	-	13.259.840	-	-	480.000.000	-	-	480.000.000
Banco de Bogotá S.A.	12,44%	19/2/2031	425.714	8.333.333	8.759.047	16.666.667	16.666.667	16.666.667	16.666.665	25.000.000	91.666.666
Bancolombia S.A.	11,05%	28/7/2028	7.918.029	-	7.918.029	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	6.323.563	-	6.323.563	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Banco Davivienda S.A.	10,91%	13/3/2029	1.366.639	3.750.000	5.116.639	5.000.000	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	16.250.000
Scotiabank Colpatría S.A.	10,05%	14/5/2026	4.992.044	-	4.992.044	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	4.968.514	-	4.968.514	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	12,10%	30/11/2029	3.708.160	-	3.708.160	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,75%	5/4/2026	885.826	2.556.496	3.442.322	1.136.220	-	-	-	-	1.136.220
Bancolombia S.A.	9,38%	30/11/2026	2.168.516	-	2.168.516	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,42%	19/10/2027	2.070.972	-	2.070.972	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.667.494	-	1.667.494	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.310.175	-	1.310.175	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	10,14%	30/11/2027	1.303.733	-	1.303.733	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	11,23%	21/12/2027	988.625	-	988.625	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,84%	30/11/2028	824.971	-	824.971	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	9,98%	23/12/2027	481.250	-	481.250	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,24%	15/8/2034	95.111	-	95.111	833.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	11.666.667	20.000.000
Bancolombia S.A.	11,39%	26/2/2031	63.222	-	63.222	5.833.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	8.166.667	35.000.000
Total créditos			\$315.233.955	\$916.910.662	\$1.232.144.617	\$1.324.011.220	\$1.125.708.334	\$1.302.328.684	\$564.641.182	\$2.546.331.062	\$6.863.020.482

Durante el 2025 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Banco de Bogotá S.A.(Findeter)	19 de febrero de 2025	19 de febrero de 2035	10	\$ 70.000.000	IBR - 1% MV
Total				\$ 70.000.000	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

- Banco BBVA S.A. con vencimiento el 14 de enero de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco Davivienda S.A. con vencimientos 13 de enero, 13 febrero y 13 de marzo de 2025 por \$(416.667) c/u.
- Banco de Bogotá con vencimiento 19 de febrero 2025 por \$(100.000.000).
- Banco de Bogotá con vencimientos 7 enero, 5 de febrero y 5 marzo de 2025 por \$(284.056) c/u.
- Pagos anticipados de créditos 2025 por excedente de caja así:
 - Banco de Bogotá el 14 de marzo de por \$(150.000.000) y el 28 de marzo por \$(71.000.000).
 - Banco Itaú S.A. el 28 de marzo por \$(159.000.000).
 - Banco de occidente el 28 de marzo por \$(37.000.000).

Al 31 de marzo de 2025, el grupo dispone de \$3.327.499.424 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerir su uso, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Para esta misma fecha el grupo no tiene ningún Covenant activo.

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de marzo de 2025 y al 31 de diciembre de 2024:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 15.872.939	\$ 156.223.003	\$ 15.006.994	\$ 160.365.440
Edificios (b)	11.466.192	88.016.188	11.140.238	89.857.576
Vehículos (c)	10.073.962	12.637.861	9.820.329	14.287.493
Total	\$ 37.413.093	\$ 256.877.052	\$ 35.967.561	\$ 264.510.509

En la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución por \$(4.808.528) corresponde a:

- (a) La disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses de los contratos con Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. por \$(1.020.898), Concretos El Rubí S.A. por \$(318.774) y otros por \$(162.662); adicionalmente, se presenta un incremento a la actualización financiera por ajuste de IPC de contratos con Terrapuerto S.A.S. a una tasa del 12.47% por \$539.127, Ivan Britto Parodi por \$183.221 a una tasa del 12.47% y otros por \$41.135.
- (b) La disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(1.698.396), compañía Naviera del Guavio por \$(413.432), ALD Automotive S.A. por \$(347.802) y Busexpress S.A.S. por \$(253.551); adicionalmente, se presenta un incremento correspondiente a la renovación de contratos con ALD Automotive S.A. por \$450.823 hasta julio de 2025.
- (c) La disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(1.631.975), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(72.110), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por \$(40.262) y otros por \$(62.972).

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución por \$(1.379.397) y el detalle de leasing por país es el siguiente:

Panamá: Corresponde a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Renovable S.R.L., y Generadora Solar Austral S.A.; cuyos contratos se celebraron con los siguientes terceros: Valentín Lezcano, Milthon Ortega, Caritzia Ramos y Luz Saavedra entre otros los cuales tienen plazo de ejecución entre 10 y 25 años.

En la compañía Enel Fortuna S.A. el rubro de edificios correspondiente a las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá con el tercero Inversiones Hayat S.A. cuya vigencia es hasta el año 2031 y vehículos para uso en las plantas principalmente con la compañía Panamá Car Rental S.A.

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 3.265.685	\$ 17.240.557	\$ 3.499.361	\$ 18.189.007
Edificios	2.652.513	2.371.318	2.443.419	1.842.452
Vehículos	595.387	757.685	352.952	-
	\$ 6.513.585	\$ 20.369.560	\$ 6.295.732	\$ 20.031.459

Guatemala: Corresponde principalmente a la renta del edificio de las oficinas centrales con Birra S.A., a una flotilla de Pick Up con Gustavo Molina y Cia Ltda., y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A. con Agroindustrias California S.A, Quenenee S.A., entre otros.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 569.139	\$ 21.714.541	\$ 530.901	\$ 23.108.294
Edificios	117.015	4.463.620	109.082	4.748.655
Vehículos	55.971	2.135.653	52.645	2.272.740
	\$ 742.125	\$ 28.313.814	\$ 692.628	\$ 30.129.689

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica principalmente con el proveedor Inversiones Catemac Veintisiete S.A.

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 217.809	\$ 2.002.108	\$ 224.260	\$ 2.164.630
	\$ 217.809	\$ 2.002.108	\$ 224.260	\$ 2.164.630

(4) Al 31 de marzo 2025, la principal variación corresponde a la constitución de diecinueve (19) derivados de cobertura con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4.504,81	\$ 6.092.356
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	17.000.000	USD	4.434,14	3.824.314
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/4/2025	9.003.303	USD	4.465,97	2.315.196
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	15.000	COP	4.118,00	929.333
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	2.003.872	USD	4.748,61	471.543
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	6.552.570	USD	4.368,38	157.186
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	6.522.645	USD	4.348,43	154.989
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/9/2025	6.578.055	USD	4.385,37	152.486
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2025	6.604.650	USD	4.403,10	151.004
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2025	6.631.425	USD	4.420,95	145.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/12/2025	6.655.875	USD	4.437,25	143.689
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	6.683.250	USD	4.455,50	142.185
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/5/2026	2.910.000	USD	4.468,50	63.378
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4.643,00	37.367
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	6.790.832	USD	4.179,50	28.506
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	5.113.464	USD	4.179,50	21.512
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	71.078	USD	4.467,51	18.344
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	4.227.070	USD	4.179,50	18.242
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	26/6/2025	1.050.000	USD	4.256,00	17.154
Total valoración								\$ 14.884.779

Al 31 de diciembre de 2024, se tenían constituidos veintiún (21) derivados de cobertura con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	360.000	USD	5.566,31	\$ 368.242
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	1.801.318	EUR	4.410,00	355.681
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.432,00	298.426
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	10.136.617	USD	4.397,50	292.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	285.752
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	219.245
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	149.955
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4.504,81	128.528
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	106.335
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	334.000	USD	4.731,97	87.541
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	87.460
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	77.075
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	41.031
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	24.570
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.352.824	USD	4.434,47	22.114

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.044.514	USD	4.434,47	17.074
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	15.117
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	175.000	USD	4.521,62	10.005
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	844.298	EUR	4.599,30	8.901
Total valoración								<u>\$ 2.832.573</u>

18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.366.100.520	\$ -	\$ 1.157.591.769	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	557.685.410	-	667.617.735	-
Otras cuentas por pagar (3)	316.084.191	192.264.339	389.762.222	200.110.384
Total	\$ 2.239.870.121	\$ 192.264.339	\$ 2.214.971.726	\$ 200.110.384

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 el saldo corresponde a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo con Scotiabank Colpatria S.A. por \$172.189.590, Citibank Bancolombia S.A. por \$69.257.568 y Bancolombia S.A. \$48.712.850.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Risen Energy Co Ltd.	\$ 63.756.648
Empresas Públicas De Medellín S.A.E.S.P.	56.741.416
Jinko Solar Co Ltd.	49.511.281
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	45.132.033
XM Compania de Expertos En Mercados S.A. E.S.P.	43.826.951
Nclave Renewable S.L.	34.793.249
Deltec S.A.	34.262.514
Patrimonios Autónomos Fiduciaria Corficolombiana S.A.S.	31.369.105
Bogota Distrito Capital	28.339.920
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	21.771.401
Soltec Energías Renovables S.L.	21.659.827
Hidroeléctrica del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	18.924.426
Enertronica Santemo SpA.	18.716.504
Elecnor Servicios Y Proyectos S.A.	18.539.941
Empresa de Energia De Boyacá S.A. E.S.P.	18.419.833
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	17.912.951
Eiffage Energia Colombia S.A.S.	17.702.068
Sungrow Power Supply Colombia S.A.S.	13.305.373
Chint Electric Co Ltd.	13.084.730
Consultoría y Medio Ambiente S.A.	12.500.000
JE Jaimes Ingenieros S.A.S.	11.668.796
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	10.413.227
Huawei Technologies Colombia S.A.S.	9.919.124
Confipetrol S.A.S.	8.664.258
Siemens S.A.S.	8.091.065
Axa Asistencia Colombia S.A.	7.523.482
Proyectos de Ingeniería S.A.	7.085.752
Banco BTG Pactual Colombia S.A.	6.769.745
Montajes de Ingeniería de Colombia Micol S.A.S.	6.767.893
Prodiel Colombia S.A.S.	6.549.247
Mecánicos Asociados S.A.S.	6.505.418
Inmel Ingeniería S.A.S.	6.435.772
Andritz Hydro Ltda.	6.337.470
Siemens Energy S.A.S.	5.981.213
Otros	372.183.713
Total	\$ 1.061.166.346

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$1.095.407, corresponde principalmente a pagos pendientes a los siguientes proveedores: NTT Data Colombia S.A. por \$253.000, Rebus Innovation Tech S.A.S. por \$60.304 correspondiente a desarrollos realizados a la plataforma comercial; CAM Colombia Multiservicios S.A.S. por \$102.466, Gatria S.A.S. \$81.637 por compra de medidores y equipo de telemedida y Tuatara Colombia S.A. por \$48.490 por servicios de publicidad.

Centroamérica

Costa Rica: Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$9.158.596 al 31 de marzo de 2025.

Guatemala: Al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$3.776.924 corresponde principalmente a servicios de operación y mantenimiento prestados por el proveedor Techno Hydro S.A.

- (2) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$309.469.250; segmento de generación por \$157.591.722, comercialización de gas por \$3.931.006 y otros proveedores de energía por \$150.590. Adicionalmente presenta cuentas por pagar a XM Compañía De Expertos En Mercados S.A. E.S.P. e Isagen S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía cuya porción corriente asciende a \$19.443.582 y \$31.828.066 respectivamente.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$4.811.197 corresponde principalmente a las estimaciones de compras de energía a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. e Isagen S.A. E.S.P.; adicionalmente a las provisiones asociadas al transporte de energía para pago a los operadores de red.

Centroamérica

Panamá: Al 31 de marzo de 2025 el valor por \$25.589.993, corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; los terceros más representativos son Valley Rise Investment Corp. Por \$7.441.491, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa) por \$4.719.349 y PSZ1 S.A. por \$2.103.991.

Guatemala: Corresponde a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de Mercado Mayorista – AMM por \$4.870.004.

- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 209.816.593	\$ 192.264.339	\$ 297.279.736	\$ 200.110.384
Saldo a favor de clientes (b)	74.322.185	-	60.247.741	-
Recaudo a favor de terceros (c)	31.945.413	-	32.234.745	-
Total	\$ 316.084.191	\$ 192.264.339	\$ 389.762.222	\$ 200.110.384

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 corresponde al pasivo a corto plazo por adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$67.156.361, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$41.432.314. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Enel Colombia S.A. E.S.P. a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$234.091 correspondiente a cobro de opción tarifaria a clientes, pendiente de giro a operadores de red.

Centroamérica

Panamá: El saldo por valor de \$84.330.481 en el corto plazo y \$192.264.339 en el largo plazo, corresponde principalmente a la cuenta por pagar a Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. por la adquisición de los contratos de suministro de energía PPA.

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025 por \$12.270.119, corresponde principalmente a servicios profesionales.

Guatemala: Corresponde principalmente a cuentas por pagar de seguros todo riesgo y proyectos repowering por un valor de \$4.393.227.

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$58.945.794 corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

Centroamérica

Guatemala: al 31 de marzo de 2025 el saldo por \$15.376.391 corresponde a saldos a favor del cliente por compra/venta energía; la variación corresponde al contrato anual de venta de energía que inicia durante el segundo trimestre con la empresa Comercializadora de Energía para el Desarrollo S.A. (CED).

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2025 el saldo corresponde al pago del recaudo a acorde a los contratos de recaudo a favor de terceros así: IVA contratos de mandato \$16.323.812, Compuredes Colombia S.A.S. \$4.421.800, Area Limpia Distrito Capital S.A.S. E.S.P. \$5.444.716, Ike Asistencia Colombia S.A. \$2.209.985, y otros recaudos de terceros \$3.545.100.

19. Provisiones

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 170.688.032	\$ 616.590.290	\$ 167.034.791	\$ 611.185.529
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	106.582.565	321.937.077	105.993.740	318.202.222
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (2)</i>	28.555.923	63.267.232	28.435.227	62.760.182
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	28.119.890	130.307.482	25.505.966	131.746.130
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	5.050.455	9.353.855	5.493.637	9.389.189
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	1.177.862	88.471.247	1.167.457	88.441.033
<i>Otras compensaciones ambientales (5)</i>	1.201.337	3.253.397	438.764	646.773
Provisión de reclamaciones legales (6)	28.621.633	35.641.957	37.547.115	32.948.888
<i>Civiles y otros</i>	13.187.067	7.648.923	11.880.888	6.652.608
<i>Laborales</i>	8.397.574	84.075	7.867.899	621.618
<i>Sanciones</i>	7.036.992	27.908.959	17.798.328	25.674.662
Desmantelamiento	8.920.597	27.668.002	10.085.587	26.689.577
<i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>	8.642.519	7.510.500	9.780.655	5.442.972
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	278.078	13.345.326	-	15.277.321
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	6.812.176	304.932	5.969.284
Otras provisiones	21.124.925	91.029.372	20.998.833	91.051.258
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (8)</i>	12.226.050	-	12.099.958	-
<i>Provisión Via Gama Gachalá (9)</i>	3.952.857	62.616.869	3.952.857	62.695.201

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otros (10)	3.000.000	5.113.890	3.000.000	5.443.021
Provisión Recuperación Tominé	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
Provisión de Fondo Electrificación Rural (11)	-	22.177.266	-	21.791.689
Total provisiones	\$ 229.355.187	\$ 770.929.621	\$ 235.666.326	\$ 761.875.252

- (1) La provisión ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central. Durante el año 2024 la autoridad ambiental (ANLA) impuso nuevas obligaciones y amplió el alcance de algunas obligaciones existentes, por lo que fue necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo y dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentran la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, obras de infraestructura para compensación de impactos socioambientales, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje, entre otros.

El incremento en el valor de la provisión por \$5.498.956 corresponde a reclasificación de proyección de flujos de largo a corto plazo de acuerdo con las ejecuciones previstas, la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a marzo de 2025 es 12.61% E.A. y a diciembre de 2024 es 12.33% E.A.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, el Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado por \$21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente el 25 de noviembre de 2019 solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 radicando los documentos para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento y posteriormente el 16 de diciembre de 2021, la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531 aprobó el incremento del presupuesto del Plan 1% en \$5.998.410.444.

- (2) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:
- Parque Solar Guayepo I y II: Al 31 de marzo de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.86% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 4 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandatoria de la licencia ambiental.
 - Parque Solar El Paso: Al 31 de marzo de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.85%

E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.

- Parque Solar La Loma: Al 31 de marzo de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 11.55% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 6 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
 - Parque Solar Fundación: Al 31 de marzo de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar Fundación incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.73% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- (3) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,59% E.A.
- (4) Al 31 de marzo de 2025, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, el Grupo fue notificado a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca “Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones”. Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

El 28 de julio de 2020 el Grupo interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR, presenta recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento que los actos administrativos corresponden a actos de ejecución o seguimiento y no actos administrativos que generen nuevas obligaciones. El proceso se encuentra al despacho para resolver el recurso.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que, en este proceso de la demanda, aún no se tiene un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, el Grupo debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038, la tasa utilizada para descontar los flujos a marzo de 2025 es 12.58% E.A. y a diciembre de 2024 es 12.27% E.A.

- (5) Al 31 de marzo de 2025, se han constituido las provisiones ambientales correspondientes a proyectos ambientales; esto se ha llevado a cabo considerando el inicio de las actividades necesarias para

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

garantizar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas en las licencias otorgadas para cada uno de ellos.

El valor registrado incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12.50% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación adquirida con las licencias ambientales en materia de plan de compensación asociado con programas de arqueología y sostenibilidad, contemplados en las Resoluciones 1385 del 2024 para Montevideo y el 1272 del 2024 para Porvenir, establecidas por el SDA (Secretaría Distrital de Ambiente).

- (6) Al 31 de marzo de 2025, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.859.834.414, con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$64.263.590 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Las sanciones al cierre de marzo de 2025 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios públicos (a)	\$ 22.348.877
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (b)	11.809.979
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de marzo de 2025	\$ 34.945.951

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios públicos	\$ 20.337.387
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena	11.587.172
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	10.761.336
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 43.472.990

- (a) Corresponde a la contribución adicional correspondiente al año 2021, asociada al tributo que deben pagar las centrales Hidroeléctricas por el uso del agua si la capacidad instalada es superior a 10.000 Kw.
- (b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual el Grupo no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada, solo se puede tener en cuenta cuando es emitida la comunicación del Ministerio de Minas y Energía. La situación de la capacidad del uso del agua de 2016 no está cubierta por una resolución del Ministerio de Minas y Energía, por lo que se constituyó esta provisión.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

Al 31 de marzo de 2025, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
Distribución-Civil	Posible	270	\$ 880.378.962	\$ -
	Probable	39	18.495.243	8.019.469
	Remoto	17	12.915.387.942	-
Total Distribución-Civil		326	13.814.262.147	8.019.469
Generación-Otros	Posible	28	2.265.038.696	-
	Probable	1	1.817	-
	Remoto	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		32	2.377.360.513	-
Quimbo	Posible	155	561.397.495	-
	Probable	9	13.193.700	3.054.213
	Remoto	11	16.274.637	-
Total Quimbo		175	590.865.832	3.054.213
Distribución-Laboral	Posible	201	34.553.125	-
	Probable	34	10.594.612	8.162.781
Total Distribución-Laboral		235	45.147.737	8.162.781
Renovables	Posible	3	20.356.679	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		4	20.356.679	-
Generación-Laboral	Posible	21	6.692.976	-
	Probable	4	1.040.223	404.222
Total Generación-Laboral		25	7.733.199	404.222
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	3	3.222.181	4.680.000
Total Generación-Inundaciones A97		5	3.271.551	4.680.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	6	283.413	-
	Probable	3	523.343	224.248
	Remoto	1	30.000	-
Total Generación-Inundaciones D97		10	836.756	224.248
Total general		812	\$ 16.859.834.414	\$ 24.544.933

Concepto	Valor de la provisión a 2025	Valor de la provisión a 2024
Sanciones	\$ 34.945.951	\$ 43.472.990
Primas de éxito	4.497.943	4.686.887
Provisión litigios Fiscales	956.450	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	12.000
VPN	(693.687)	(506.459)
	\$ 39.718.657	\$ 48.621.868

(7) Exportación de transformadores contaminados:

Al 31 de marzo de 2025 se ajusta la estimación de la provisión de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión al 31 de marzo de 2025 es de \$16.153.019, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 12.5% E.A., la tasa de descuento más adecuada; se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

(8) A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido.

Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración

Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación, el Grupo ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

Entre diciembre 31 de 2024 y marzo 31 de 2025, el incremento corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$126.092.

(9) Al 31 de marzo de 2025 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual El Grupo fue notificado el día 9 de mayo de 2024. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 13,16% E.A.

(10) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- **Impuesto IVA interconexión:** Corresponde al proceso si los servicios de reconexión están gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sobre los bimestres I a V considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que el Grupo no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar al Grupo en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación del Grupo en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo período; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, El Grupo aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable al Grupo. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
- **Convenio vial Municipio El Colegio:** Corresponde al convenio de cooperación para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre Enel Colombia S.A. E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.

(11) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre la cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley N° 58 de 2011 y modificada por la Ley N°67 de 2016; la variación con respecto a diciembre de 2024 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025, es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Via Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2025	\$ 70.496.003	\$ 36.775.164	\$ 12.099.958	\$ 778.220.320	\$ 66.648.058	\$ 33.302.075	\$ 997.541.578
Incremento (decremento)	6.295.562	1.333.498	126.092	(5.261.007)	-	1.513.045	4.007.190
Provisión utilizada	(11.470.604)	(1.138.137)	-	(7.527.015)	-	-	(20.135.756)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Via Gama Gachalá	Otros	Total
Actualización efecto financiero	(187.229)	32.190	-	21.846.024	(78.332)	(386.184)	21.226.469
Recuperaciones	(870.142)	-	-	-	-	-	(870.142)
Otro decremento	-	(414.116)	-	-	-	(1.070.415)	(1.484.531)
Total movimientos en provisiones	(6.232.413)	(186.565)	126.092	9.058.002	(78.332)	56.446	2.743.230
Saldo final al 31 de marzo de 2025	\$ 64.263.590	\$ 36.588.599	\$ 12.226.050	\$ 787.278.322	\$ 66.569.726	\$ 33.358.521	\$ 1.000.284.808

20. Pasivos por impuestos

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 367.231.251	\$ 1.091.726.373
Neteo de impuestos	-	145.325.144
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	48.029.258	109.400.332
Obras por impuestos	7.744.332	7.744.333
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(4.281.605)	(99.517.171)
Autorretenciones otros conceptos	(79.704.548)	(328.933.538)
Autorretenciones de retención en la fuente	(97.500.002)	(395.764.951)
Anticipo de renta año anterior	(153.116.748)	(420.580.190)
	\$ 88.401.938	\$ 109.400.332

- (1) Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 369.048.651	\$ 1.086.296.049
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(1.817.400)	5.430.324
	\$ 367.231.251	\$ 1.091.726.373

Al 31 de marzo de 2025 se presenta un impuesto de renta corriente por \$367.231.251 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2025.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2018, 2019 (Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.), 2020, 2021 y 2023 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias, así como la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 2024 y 2023 la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

- (2) En Centroamérica se refleja un pasivo al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 por impuesto corriente así:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá	\$ 43.466.454	\$ 106.581.736
Total sociedades Guatemala	1.408.975	2.258.999
Total sociedades Costa Rica	3.153.829	559.597
	\$ 48.029.258	\$ 109.400.332

Precios de transferencia

- **Colombia**

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Las transacciones realizadas durante el año 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2025 en la documentación comprobatoria e informativa y en los términos establecidos por el Gobierno Nacional; de la misma forma las transacciones con corte al 31 de marzo de 2025 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2026.

- **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las compañías de Panamá al 31 de marzo de 2025 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento. El estudio del año 2024 se elaborará en 2025 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

- **Guatemala**

En el año 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de cumplimiento en materia de Precios de Transferencia por parte del contribuyente, siendo compuesta por los principios generales de información y documentación, métodos de aplicación y normas de valoración.

Es importante mencionar que aún y cuando Guatemala no es miembro de la OCDE, la Autoridad Tributaria Guatemalteca acepta en términos generales las directrices de la OCDE de transferencia como referencia técnica especializada, pero no como una fuente suplementaria de interpretación de la ley.

El Decreto 10-2012 incluye normas de precios de transferencia, que establece que las operaciones entre entidades guatemaltecas con partes relacionadas en el exterior deben ser ejecutadas bajo el principio de libre competencia.

La Ley establece en el Artículo 65, numeral 1, la obligación del contribuyente de tener, al momento de presentar la Declaración Jurada del ISR, la información y el análisis suficiente para demostrar y justificar la correcta determinación de los precios entre partes relacionadas (estudio de precios de transferencia).

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo de 2025 y corresponde a las transacciones realizadas del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo, los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante cada año fiscal que va del 1 de enero al 31 de diciembre. El estudio del año 2024 se elaboró y está disponible si lo solicita la administración tributaria.

Se consideran las Directrices de la OCDE publicadas por la OCDE en 1995, desde entonces han sido revisadas y actualizadas periódicamente, siendo la edición publicada en 2017 su más reciente actualización. El principio de libre competencia mencionado en las Directrices de la OCDE requiere que los resultados de una transacción intercompañía sean similares a los montos que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias similares o comparables.

En el marco del estudio se desarrolla un análisis de comparabilidad para identificar y caracterizar las operaciones que atañen a este estudio y las entidades involucradas en dichas transacciones.

Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por el Grupo en relación con las transacciones intercompañía bajo revisión. Posteriormente, se identifica el mejor método para documentar las transacciones intercompañía y por último se determina el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: Enel Colombia S.A. E.S.P., se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y plazos: Las inversiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.143. Antes de la puesta en operación en el año 2015 de la central se había determinado un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de \$1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar incrementar el valor de la prima.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.

b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó a partir del 1 de enero de 2011.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Obligaciones de las Partes:

a. Obligaciones del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024, diciembre 2024 y marzo 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412, \$263.634, \$106.262, \$86.976 y \$199.722 respectivamente, por concepto de ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- Pagar tributos oportunamente.
- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b. Obligaciones de la Nación:

- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2024 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2025.

21. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 168.821.974	\$ -	\$ 153.888.475	\$ -
Impuestos distintos a la Renta (2)	131.559.290	-	143.369.474	-
Anticipos de clientes por uso de redes	18.392.941	-	19.238.922	-
Ingresos diferidos	3.851.216	131.018	3.843.156	137.786
	\$ 322.625.421	\$ 131.018	\$ 320.340.027	\$ 137.786

- (1) La variación del período presenta un aumento del anticipo de compras de energía por \$14.933.499 en el negocio de generación el cual se debe principalmente a los siguientes terceros:

Al 31 de marzo de 2025:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	78.519.085	50%
Air-E S.A.S E.S.P.	21.861.922	14%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	20.589.105	13%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.947.814	11%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Al 31 de diciembre de 2024:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe de la Costa S.A.S. E.S.P.	75.924.052	53%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	17.854.247	12%
Americana de Energia S.A.S. E.S.P.	17.853.622	12%
Air-E S.A.S. E.S.P.	13.478.124	9%

(2) Al 31 de marzo 2025 y 31 de diciembre de 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 74.770.269	\$ 85.502.023
Provisión para pago de impuestos (b)	56.789.021	57.867.451
	\$ 131.559.290	\$ 143.369.474

(a) Se presenta una disminución de \$(10.731.754) principalmente por el valor de las retenciones en la fuente, ICA e IVA.

(b) En las compañías de Colombia la variación corresponde a la provisión de ICA por \$3.054.716.

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución respecto a diciembre 2024 de \$(4.133.146).

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025 presenta un saldo de \$691.780 correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios.

Guatemala: Al 31 de marzo de 2025 presenta un saldo por \$1.142.081, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

Panamá: Al 31 de marzo de 2025 presenta un saldo por \$4.274.511, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 86.823.141	\$ 10.429.713	\$ 90.605.903	\$ 9.622.777
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	27.744.735	349.836.040	27.226.034	350.759.193
Beneficios por planes de retiro	1.938.482	-	1.912.611	-
Otras obligaciones (3)	2.527.303	-	2.702.134	-
	\$ 119.033.661	\$ 360.265.753	\$ 122.446.682	\$ 360.381.970

(1) Al 31 de marzo de 2025 el saldo corresponde principalmente a bonificaciones por \$41.304.220; vacaciones y prima de vacaciones por \$12.302.714; así mismo, Enel Colombia S.A. E.S.P. hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

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

Corresponde a las provisiones por concepto de cesantías, vacaciones y seguridad social al 31 de marzo de 2025 por \$101.236.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar a la caja de seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones y décimo tercer mes por pagar, el cual asciende a \$6.328.473 al 31 de marzo de 2025.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), aportes y contribuciones patronales por pensiones, embargos, contribuciones y pensiones, las cuales ascienden a \$488.737 al 31 de marzo de 2025.

Guatemala: Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales. Así mismo, a obligaciones correspondientes a la Asociación Solidarista, las cuales ascienden a \$3.762.045 al 31 de marzo de 2025.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la ganancia/perdida actuarial de pensiones y otros beneficios.

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

El Grupo posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado consolidado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado consolidado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.373 pensionados con una edad promedio de 71 años.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

El Grupo otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 129 empleados con una edad y promedio de 53,9.

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Tasa de descuento		
Pensión plan ("pensiones de jubilación")	8.82%	8.21%
Severance Payment ("Cesantías retroactivas")	10.51%	10.63%
Seniority bonus ("Quinquenio")	11.42%	11.23%
Temporary annuity ("Renta temporal TF")	9.32%	9.66%
Healthy plan ("TF Salud")	9.32%	9.66%
Life plan ("TF Vida")	9.32%	9.66%
Health Assistance ("Auxilio de Salud")	12.02%	12.00%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Tipo de tasa	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Electric Assistance("Auxilio de energía")	12.36%	12.39%
Educational Assistance ("Auxilio educativo")	10.59%	10.67%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,50%	9,50%
Tasa de incremento a las pensiones	9,95%	9,95%
Inflación estimada	5,20%	5,17%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	beneficios definidos
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227
Costo del servicio corriente	-	-	47.555	69.401	-	116.956
Costo financiero	5.696.610	1.850.935	478.796	165.263	304.677	8.496.281
Contribuciones Pagadas	(4.434.753)	(1.519.450)	(1.075.088)	(547.042)	(2.228.229)	(9.804.562)
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(56.224)	(271.058)	1.051.448	(13.237)	75.944	786.873
Saldo final al 31 de marzo de 2025	\$ 272.384.527	\$ 65.352.355	\$ 20.490.763	\$ 6.252.235	\$ 13.100.895	\$ 377.580.775

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	beneficios definidos
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682
Costo del servicio corriente	-	-	142.449	339.057	60.047	541.553
Costo financiero	29.237.329	5.478.019	965.522	519.536	1.216.362	37.416.768
Contribuciones Pagadas	(16.135.063)	(5.849.883)	(3.531.716)	(1.795.525)	(7.836.168)	(35.148.355)
Adquisiciones	-	-	-	-	986.503	986.503
Ganancias y pérdidas actuariales por hipótesis demográficas	-	-	397.585	(7.119)	-	390.466
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(208.463.378)	(39.776.176)	(5.549.126)	(2.155.013)	(2.389.718)	(258.333.411)
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	57.961.125	27.473.677	12.571.134	1.662.235	2.494.850	102.163.021
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227

- (3) **Guatemala:** Corresponde principalmente a obligaciones solidarias por \$1.236.431, en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P: Corresponde al pasivo estimado por bono de productividad por \$516.124.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAEECOL

Al 31 de marzo de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

Al 31 de marzo de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

Al 31 de marzo de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Negociación Colectiva - REDES

Al 31 de marzo de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

Centroamérica (Panamá)

A corte del 31 de marzo de 2025 se encuentra vigente la Convención Colectiva suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA). Dicha convención tiene vigencia desde el 1 de enero de 2025 y hasta el 31 de diciembre 2028.

Al 31 de marzo de 2025 dicha convención cubrió a 35 (64,8%) de 54 colaboradores en total en esta entidad.

A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral.

23. Patrimonio

Capital emitido

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

	Acciones Ordinarias	
	(%) Participación	Número de Acciones
Enel Américas S.A.	57,34%	\$ 85.394.808
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	42,52%	63.311.437
Otros minoritarios	0,14%	207.673
	100,00%	\$ 148.913.918

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2025

La Asamblea General de Accionistas del 27 de marzo de 2025, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2024 por \$2.062.548.190, los cuales se estiman pagar en julio y diciembre de 2025.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Aprobados en el año 2024

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por \$1.806.896.424, pagada en su totalidad en el año 2024.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2024 fueron por \$174.412.079.

Otras Reservas

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Otras Reservas (*)	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	247.096.266	282.901.905
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.747.392.308	\$ 1.783.197.947

(*) Corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones por método de participación patrimonial. Este rubro está compuesto principalmente por partidas originadas en el proceso de fusión durante el año 2022.

- (1) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 27 de marzo de 2025 se ordenó liberar \$(35.805.639), de la reserva constituida.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024
Venta de Energía	\$ 3.010.228.922	\$ 3.082.014.027
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	1.823.644.902	1.860.446.088
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	1.144.762.091	1.182.398.987
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	41.821.929	39.168.952
Transporte de Energía (4)	864.399.436	831.285.430
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	110.325.050	110.869.174
Arrendamientos	54.226.955	45.547.191
Venta de gas	16.759.910	17.223.820
Servicios de administración de personal	195.491	-
Ventas de certificados	846.016	149.761
Sanciones y reembolsos	-	109
Ingresos de actividades ordinarias	4.056.981.780	4.087.089.512
Otros Ingresos de operación (6)	54.644.868	22.908.389
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 4.111.626.648	\$ 4.109.997.901

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 y 2024, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 3.023 Gwh y 2.917 Gwh; mercado no regulado a 1.144 Gwh y 1.207 Gwh; y bolsa de energía a 1.104 Gwh y 703 Gwh. La disminución en los ingresos corresponde principalmente a un menor precio Spot (\$390/Kwh en marzo de 2025 versus \$584/Kwh en marzo de 2024).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de marzo 2025 y 2024 por \$430.637.955 y \$458.556.321, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 31 de marzo de 2025 y 2024 corresponden a \$54.744.516 y \$35.208.727, respectivamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Centroamérica

Panamá: Se obtuvo una venta de energía neta por \$227.138.809, equivalente a 622 Gwh a marzo de 2025, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$105.347.508 equivalente a 113 Gwh y precio promedio de 91 Gwh al 31 de marzo de 2025, principalmente en contratos por PPA y en el mercado spot en la compañía Enel Guatemala S.A.

Costa Rica: Ventas de energía neta por \$15.129.541, equivalentes a 48 Gwh al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 y 2024, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 2.248 Gwh y 2.315 Gwh; de las cuales corresponden a clientes residenciales 1.325 Gwh y 1.338 Gwh; clientes comerciales 593 Gwh y 629 Gwh; clientes industriales 256 Gwh y 268 Gwh; y clientes oficiales 74 Gwh y 80 Gwh. La disminución se debe principalmente a menores precios en los contratos.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de marzo de 2025 corresponden a \$429.821.239.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2025 y 2024:

	Tarifa Prom Aplicada a marzo 2025	Tarifa Prom Aplicada a marzo 2024	Variación
Gm	352,86	373,15	-5,4%
Tm	54,05	53,65	0,7%
Pr	69,36	71,44	-2,9%
D	238	221,86	7,3%
Rm	16,54	8,86	86,7%
Cv	76,82	105,37	-27,1%
Cu	807,63	834,33	-3,20%

Provisión opción tarifaria

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria en Enel Colombia S.A. E.S.P. es por \$33.598.804 y \$43.718.084, respectivamente. La disminución corresponde a que Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT - Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P. los ingresos netos por venta de energía al 31 de marzo de 2025 son de \$26.290.017 correspondientes al mercado regulado.

- (3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2025 y 2024, los clientes de alumbrado público ascienden a 61 Gwh y 63 Gwh; principalmente por el consumo del Distrito Capital 2 Gwh y 1 Gwh; y otros municipios por 59 Gwh y 62 Gwh, respectivamente.
- (4) Al 31 de marzo de 2025 y 2024 se presenta incremento principalmente a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P.; por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por \$859.474.877 y \$825.533.785; sistemas de transmisión regional por \$4.924.559 y \$5.751.645.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 se presenta disminución en los ingresos de servicios empresariales y de gobierno principalmente por otras prestaciones de servicio por \$49.622.254 y servicios de valor agregado por \$60.675.692. La disminución se presenta principalmente por menores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 se obtuvieron comisiones por \$27.104, por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes.

- (6) Los otros ingresos al 31 de marzo de 2025 presentan incremento principalmente por las penalidades sobre los contratos a los proveedores Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$28.677.372 y Consorcio Energía Solar por \$10.296.953 reconocidas por Enel Colombia S.A. E.S.P.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes.

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño:

		Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 3.010.228.922	\$ 3.082.014.027
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	864.399.436	831.285.430
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	110.325.050	110.869.174
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	54.226.955	45.547.191
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	16.759.910	17.223.820
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	195.491	-
Venta de certificados	En un punto del tiempo	846.016	149.761
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	-	109
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 4.056.981.780	\$ 4.087.089.512
Otros Ingresos de operación		54.644.868	22.908.389
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 4.111.626.648	\$ 4.109.997.901

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

El Grupo no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera consolidado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por categoría:

	Al 31 de marzo de 2025	Al 31 de marzo de 2024
Cientes Mayorista	\$ 100.848.844	\$ 130.296.391
Cientes No Regulado	55.778.915	29.108.321
Transporte de energía	12.194.215	18.031.781
	\$ 168.821.974	\$ 177.436.493

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

Venta de gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que el Grupo tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

Servicios empresariales y de gobierno

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación y mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

Otros ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

El Grupo reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

25. Aprovisionamientos y servicios

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Compras de energía (1)	\$ 1.244.155.553	\$ 1.465.568.588
Costos de transporte de energía (2)	395.822.508	388.315.087
Impuestos asociados al negocio (3)	91.190.486	76.751.555
Otros aprovisionamientos variables y servicios	87.299.455	85.823.164
Consumo de combustible (4)	25.416.378	66.894.687
Compra y consumo de gas	10.290.899	13.218.845
	\$ 1.854.175.279	\$ 2.096.571.926

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 y 2024, las compras de energía ascienden a 3.933 Gwh y 4.027 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 2.727 Gwh y 2.603 Gwh; compras en bolsa 1.206 Gwh y 1.424 Gwh, adicionalmente no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta una disminución en el precio promedio en bolsa de energía por \$(171,92) /Gwh, tarifa promedio marzo 2025 de \$415,86 versus tarifa promedio marzo 2024 de \$587,78.

Al 31 de marzo de 2025, para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas ascienden a \$7.218.013 y son principalmente por compras de energía en bolsa con XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2025 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$56.943.945.

En Guatemala las compras de energía neta por \$35.642.213 correspondiente a 34 Gwh, presenta un aumento respecto al 31 de marzo de 2024 por mayor volumen (26 Gwh en marzo de 2024) principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá por \$21.301.732 correspondiente a compras al mercado SPOT para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. por 39 Gwh con un precio promedio de 3,87 USD/Gwh.

- (2) Al 31 de marzo de 2025 y 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P., está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional por \$215.429.624 y \$216.282.522; y transmisión regional por \$137.677.942 y \$135.945.616, respectivamente.

La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por \$7.498.584.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2025 y 2024, se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$25.516.560 y \$21.963.737, respectivamente; en las compañías de Guatemala por \$15.786.876 y Panamá por \$9.729.684. El aumento obedece principalmente a mayores costos por nuevos contratos de exportación.

- (3) Al 31 de marzo de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento se presenta principalmente por mayor producción de energía eléctrica por \$12.197.824 y otros impuestos variables a la generación de energía por \$804.797.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 por \$418.562 y corresponde principalmente a la provisión del ICA por ingresos de venta de energía.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2025 en las compañías de Centroamérica por \$804.606; que corresponde principalmente a Panamá por tasa de regulación.

- (4) Al 31 de marzo de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta una disminución del consumo de combustibles por \$(41.478.309), esto obedece a menor generación en la Central Termozipa, de 4.9 Gwh en marzo de 2025 versus 109.6 Gwh en marzo de 2024 y así mismo, por el menor consumo de carbón, en marzo de 2025 por 2.5 miles de toneladas versus marzo de 2024 por 55.7 miles de toneladas.

26. Gastos financieros

	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Obligaciones financieras (1)	\$ 257.642.927	\$ 292.847.600
Otros costos financieros (2)	31.016.156	26.314.702
Gravamen a los movimientos financieros (3)	14.347.459	18.240.977
Obligación por beneficios post empleo (4)	8.401.116	9.178.291
Gastos financieros leasing	7.546.158	7.862.479
Gastos por valoración y liquidación de derivados (5)	2.373.719	272.875
Intereses de mora impuestos (6)	530.582	1.103.327
Gastos financieros	321.858.117	355.820.251
Gasto financiero capitalizado	(17.061.688)	(26.856.429)
Gastos financieros, netos	\$ 304.796.429	\$ 328.963.822

- (1) La disminución corresponde principalmente al pago de las obligaciones financieras con el Banco de Bogotá S.A., Banco de Occidente S.A., Banco Davivienda S.A., Banco Itaú Colombia S.A., y Banco BBVA S.A., así como la recompra del bono E7-18 en marzo 2025 por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2025 para Costa Rica y Panamá la variación en los gastos financieros se generó por la disminución en el reconocimiento de intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L. por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras al 31 de marzo de 2025 y 2024:

Operación	2025	2024
Bonos emitidos (Colombia)	\$ 214.922.462	\$ 235.849.733
Créditos nacionales y del exterior	42.720.465	56.997.867
	\$ 257.642.927	\$ 292.847.600

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- (2) El incremento corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Rio Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martin, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso) por \$12.055.273, financiación por compra de energía a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por \$(3.782.282), VPN convenios energía por \$(2.583.976), cargos financieros sobre garantías Test por \$(281.928) y otros por \$39.996.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc. de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA e intereses devengados Escrow Scotiabank, la variación entre el 31 de marzo de 2025 y 2024 es por \$(420.208).

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2025 y 2024 presenta disminución por \$(329.522), que corresponde principalmente a garantías con la compañía Enel S.p.A. y comisión sobre garantías con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.

Guatemala: Presenta aumento por \$4.101 y corresponde principalmente a garantías.

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde a que durante enero y febrero de 2025 se utilizaron TIDIS para el pago de los impuestos, no se generó pago del anticipo de renta y adicionalmente en diciembre 2024 se canceló la totalidad de la deuda con Crédito Fácil Codensa por lo cual durante el primer trimestre 2025 no se presentó gravamen financiero asociado a estos conceptos.
- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que al 31 de marzo de 2025 y 2024 correspondía a 8,82% y 8,09%, respectivamente para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 12,02%, auxilio de energía 12,36%, auxilio educativo 10,59%, quinquenios 11,42%, cesantías 10,51% y renta temporal 9,32% generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$(1.539.000), costo financiero de beneficios por \$451.867 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$309.958.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde al aumento en las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH (Cash Flow Hedge) para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit y Frontera. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 31 de marzo 2025 (\$4.192,47), versus marzo 2024 (\$3.842,30).
- (6) La disminución corresponde a la actualización de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por \$(813.547), corrección autorretención por \$(154.558), intereses de mora Alumbrado Público \$(151.691), pago de impuestos prediales por \$401.952, corrección de la autorretención ICA por \$168.622 y otros por \$23.523.

27. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2025	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Resultado en venta de activos	\$ (1.881.444)	\$ (1.330.100)
	\$ (1.881.444)	\$ (1.330.100)

Al 31 de marzo de 2025 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(1.881.444), correspondientes a:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Colombia

(a) Bajas con efecto en pérdida por \$(1.885.348) en Enel Colombia S.A. E.S.P. distribuidas así:

- Transformadores de distribución por \$(784.642).
- Sinistros de enero a marzo \$(663.929).
- Plantas de generación \$(436.777).

(b) Efecto en pérdida por \$(680) en las compañías Atlántico Photovoltaic S.A.S. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

Centroamérica

En Guatemala se realizó venta de equipos de cómputo por \$4.584.

Al 31 de marzo de 2025, Panamá y Costa Rica no presentan efecto en venta y disposición de activos.

28. Compromisos y contingencias

a) Convenio estación elevadora Canoas

Al 31 de marzo de 2025 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del Proyecto. Los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a la apreciación del Grupo durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información.

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras perimetrales de 92%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100% suministro de equipos 95% y montaje de equipo electromecánico 70%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance de construcción civil 95%, suministro de equipo 95% y montaje de equipo electromecánico 90%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 92%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 90% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Rio Bogotá 100%.
- Actualmente, el cronograma para terminación del contrato, incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:

- ✓ Energización de la Subestación y la Estación Elevadora a partir de diciembre 2025.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

- ✓ Comisionamiento con energía el 30 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
- ✓ Operación asistida de junio 2025 a noviembre 2025.

b) Litigios y arbitrajes.

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 31 de marzo de 2025 calificados como eventuales son:

Colombia

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el proceso se encuentra a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$342.442.454.

Estado actual y situación procesal: Por consiguiente, el 31 de marzo de 2025, se radicó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra el auto No. 007 del 4 de septiembre de 2024 que resolvió la objeción a la liquidación del crédito practicada en el auto No. 006 del 3 de junio de 2024, e igualmente se radicó una solicitud de medida cautelar de suspensión provisional de los efectos de dichos actos administrativos.

El 16 de abril del presente año, Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó a la UAESP propuesta de acuerdo de pago dentro del proceso coactivo, acompañada del pago de \$84.028.758., equivalente al 30% del monto total de la deuda.

d. Acción Popular de Comepez - Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse El Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el Grupo se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso se encuentra aún en fase probatoria.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila. A la fecha el proceso se encuentra pendiente de reparto en el Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.838.000 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$18.090.920 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el proceso del año 2018 finalizó por declarar probada la excepción de inepta demanda. A la fecha no hay más movimientos.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$4.538.006 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al corte de marzo 31 de 2025 el recurso de apelación fue admitido por el Consejo de Estado, se espera sentencia definitiva. A la fecha no hay más movimientos.

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 10 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, mediante el cual designó auxiliares de la justicia para que rindan dictamen pericial al interior del proceso, de acuerdo con los términos ya establecidos.

El 31 de marzo de 2025 se corre el plazo de aceptación para dichos peritos, y en su debido momento se debe controvertir el dictamen, por lo que el dictamen continúa en etapa probatoria.

k. María Isabel Delgadillo y Otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria desde el 18 de enero de 2022.

Al 31 de marzo de 2025 el proceso no tiene movimientos adicionales.

l. Jesús María Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (Predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$24.673.189.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: \$14.234.784.

Estado actual y situación procesal: El 11 de marzo de 2025 se celebró la audiencia de alegatos de conclusión, en el que las Partes rindieron sus alegaciones.

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral. Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó demanda de reconvencción en contra de Consalt International alegando incumplimientos en la ejecución del contrato, la devolución del anticipo y la ejecución de la cláusula penal.

El 8 de mayo de 2025, se resolvieron las solicitudes de aclaración y complementación presentadas por Consalt International contra el laudo, las cuales fueron negadas por el Tribunal Arbitral.

n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y Otros.

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$20.349.602.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

Atendiendo a que faltan pruebas por recaudar, se dispone la suspensión de la audiencia y se encuentra pendiente de nueva programación.

A la fecha no hay más movimientos.

o. Acción de reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y Otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$15.831.622.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa en fase probatoria.

p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

El 28 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, declarando falta de jurisdicción y ordenó al circuito de Garzón. El Grupo presentó recurso de reposición y subsidio de apelación.

A la fecha no hay movimientos adicionales.

q. Acción de reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y Otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

El 28 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, declarando falta de jurisdicción y ordenó al circuito de Garzón. La compañía presentó recurso de reposición y subsidio de apelación.

A la fecha no hay movimientos adicionales.

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y otros 43.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025 se espera fallo de segunda instancia.

s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

t. Medio de control reparación directa de Ruber Cufiño Hernandez y Otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$38.117.538.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 06 de marzo ingresa memorial de la parte actora solicitando que sea remitido por competencia el proceso al Juzgado Segundo Civil del Circuito de Garzón, por falta de jurisdicción, no obstante, el Grupo presentó recurso.

A la fecha se espera pronunciamiento por parte del juzgado.

u. Medio de control acción de grupo Policarpo Agudelo y Otros (puente paso el Colegio).

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$50.000.000.

Estado actual y situación procesal: En trámite de la segunda instancia.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de marzo de 2024.

Al 31 de marzo de 2025 se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia.

v. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Jesús Hernán Ramirez Almario y Otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 06 de marzo de 2025 ingresó memorial de la parte actora solicitando que sea remitido por competencia al Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón, el Grupo emitió réplica de la solicitud de la parte detractora. A la fecha se espera respuesta por parte del Juzgado.

w. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Lorena Amaya Betancorth y Otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$132.191.499.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial.

El 28 de febrero de 2025 el Juzgado profirió autos, notificados mediante el cual resolvió: (i) prórroga del plazo para resolver el litigio por 6 meses más, agosto de 2025, (ii) citación de audiencia concentrada para el 8 de julio de 2025.

A la fecha no hay movimientos adicionales.

y. Acción de grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

z. Demanda de reconvención dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Estado actual y situación procesal: En marzo de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. hizo el pago de la condena a Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Al 31 de marzo de 2025, este proceso se encuentra terminado.

Centroamérica

aa. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: La declaratoria de nulidad de determinados actos administrativos de fijación tarifaria a plantas de generación eléctrica existentes y el reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido resolución reciente para este proceso.

ab. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: P.H. Chucás, S.A. (en adelante “Chucás”) y Mario González Porras.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo del 2025, no existen actuaciones adicionales.

ac. Proceso de Ejecución de Resolución Arbitral-Liquidación de Costas- (Costa Rica)

Actor: PH Chucas, S.A.

Demandado: Instituto Costarricense De Electricidad (ICE).

Estado Actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, en espera de la emisión de la resolución por parte del Tribunal Contencioso Administrativo para conferir audiencia al ICE y se pueda referir a la ejecución presentada por PH Chucás, S.A.

ad. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel Guatemala, horas extras y daños y perjuicios).

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa al despacho para fallo.

ad. Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)

Demandante: Enel Fortuna S.A.

Estado Actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2025, continúa la etapa de valoración del Auto de Pruebas para continuar con las acciones procesales que tengan lugar.

ae. Proceso Civil Ordinario de Mayor Cuantía ante el Juzgado Décimo Tercero De Circuito Civil Del Primer Circuito Judicial De Panamá - Solicitud de Ejecución Complementaria.

Demandante: Roberto Linares Tribaldos

Pretensión: Cobro de Costas Legales por la suma de US\$544,422.71

Mediante Sentencia N° 20 de 21 de abril de 2016 emitida por el Juzgado Décimo Tercero de Circuito, ramo civil de la provincia de Panamá, se declaró no probada la pretensión del Sr. Linares de una Indemnización por US\$11M por parte de Enel Fortuna, S.A., que ocupaba las tierras donde se encuentra el embalse de la planta hidroeléctrica Fortuna; ya que las tierras inundadas se encuentran tituladas bajo su propiedad. La sentencia fue apelada y fallada en su contra. De igual forma se fue en casación civil donde también se mantuvo la sentencia original en su contra.

Producto de los actos litigiosos del Sr. Linares, la misma sentencia condenó al señor Roberto Jose Linares Tribaldos a pagar a favor del Grupo, la suma de Cuatrocientos Setenta Y Seis Mil Ochocientos Cincuenta Y Siete Balboas Con 14/100 (B/.476,857.14), en concepto de costas de primera instancia, más los gastos del proceso, que serían liquidados por la secretaría del Juzgado de origen.

Por razón del recurso de apelación, se condena en costas de segunda instancia al demandante, las cuales se fijan en la suma De Doscientos Balboas Con 00/100 (B/.200.00). De igual forma, resolvió aprobar en todas sus partes la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho, a favor de la parte demandante.

Estado actual y situación procesal: El Juzgado Décimo Tercero de Circuito Civil del Primer Circuito Judicial de Panamá, mediante auto No. 2061/73697-11 de 14 de agosto de 2023, decretó embargo en contra de Roberto José Linares Tribaldos hasta la concurrencia de US\$544,422.71, desglosados así: Capital US\$476,857.14, Costa de recursos US\$300.00, Certificaciones de sociedades US\$80.00, Costas de ejecución US\$67,185.57.

A la fecha Enel Fortuna, S.A. está realizando gestiones y solicitudes ante el Juzgado para ejecutar la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho. Paralelamente se están gestionando autorizaciones internas para negociar con la contraparte y llegar a un acuerdo relacionado con las costas antes indicadas.

29. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2024 al 31 de marzo de 2025, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a el Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700, sin embargo a la fecha acumula \$434.068 de intereses cobrados por la autoridad.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de \$50.670 cada una.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- d) Resolución N°. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución N° 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, al Grupo le fue impuesta una multa por valor de \$540.470.

Al 31 de marzo de 2025, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable al Grupo, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. La sanción impuesta al Grupo es de \$363.262.

El 25 de septiembre de 2024 se fijó fecha de audiencia inicial para el 21 de enero de 2025, en la cual se agotaron todas las etapas y se fijó audiencia de pruebas para el 26 de febrero de 2025, sin embargo, se fijó nueva fecha para el 5 de mayo de 2025.

- f) Resolución No. 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra el Grupo., por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de \$141.052.

A corte del 31 de marzo de 2025 se encuentra pendiente de admisión la demanda de nulidad Restablecimiento del Derecho.

- g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que el Grupo no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a \$47.333.801.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A corte 31 de marzo de 2025 se encuentra pendiente de admisión.

- h) El grupo fue notificado de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta resolución N° 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra el Grupo. El valor de la sanción corresponde a \$182.030.

Al 31 de marzo de 2025 se radicó demanda ante los juzgados administrativos de Bogotá, sin embargo, el proceso fue remitido por competencia al Juzgado de Neiva, se espera actualmente que este Juzgado admita.

- i) El día 28 de febrero de 2025, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones expedidas en el marco de procedimientos sancionatorios adelantados por la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena - CAM:

1. Resolución 4706 del 18 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa a \$143.301, por el presunto incumplimiento a la medida de compensación impuesta por la autoridad ambiental por aprovechamiento forestal, que consistía en la siembra de 2145 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 1785 de 20 de junio de 2024.

2. Resolución 4761 del 20 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 690 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 1778 de 20 de junio de 2024.

3. Resolución 4719 del 19 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 395 individuos forestales. Esta resolución resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3544 de 18 de noviembre de 2023.

4. Resolución N° 4729 del 19 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone multa de \$532.263, por no realizar la medida de mitigación impuestas consistente en la siembra técnica. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3542 de 18 de noviembre de 2023.

5. Resolución 4850 del 24 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$532.263, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°.3484 de 17 de noviembre de 2023.

Así mismo, el día 10 de marzo de 2025, el Grupo fue notificada de la Resolución N° 320 de 17 de febrero de 2025, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuestas consistente en la siembra y mantenimiento de 940 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3538 de fecha 18 de noviembre de 2023.

Las sanciones señaladas son objeto de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, las cuales se estiman presentar antes del vencimiento de término (junio de 2025).

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por \$700.000 por considerar que el Grupo

incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra el Grupo, y este no fue notificado correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de la sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo, desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP \$242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, el Grupo incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No. SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción. El 13 de agosto de 2024 fue admitida la demanda, y en noviembre de 2024 el proceso continúa al despacho.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

- c) El día 27 de septiembre de 2024, mediante Resolución SSPD 20242400587125, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de \$433.333, por considerar que el Grupo incumplió lo establecido en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015, toda vez que incurrió en una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica al superar el límite de 360 horas de la duración -DIU-, de la interrupción que percibieron sus usuarios en 5.268 casos, en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y agosto de 2023. Sobre esta decisión se interpuso recurso de reposición a través de radicado 20245294562882 del 15 de octubre de 2024.

Al 31 de marzo de 2025 la Superintendencia no ha resuelto el respectivo recurso por lo que la sanción no se encuentra en firme.

30. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de marzo de 2025, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 12,96 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A su vez, en lo corrido del año al 31 de marzo de 2025 se liquidaron 3,96 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales 31 de marzo 2025 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$1.021.147 los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, el Grupo, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P. cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de marzo de 2025 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 31 de marzo de 2025 la valoración de Trading para Enel Colombia S.A. E.S.P. cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ 125.892	20
		\$ 125.892	20

31. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de marzo de 2025:

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.332.635.821	\$ 2.335.104.591
Total de activos financieros		\$ 2.332.635.821	\$ 2.335.104.591
Pasivos financieros (2)		Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios		\$ 7.645.110.361	\$ 7.984.065.466
Bonos emitidos		1.692.713.261	1.680.386.216
Obligaciones por leasing		294.290.145	255.587.391
Total de pasivos		\$ 9.632.113.767	\$ 9.920.039.073
Activos no financieros (3)		Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono		\$ 40.583.988	\$ 95.407.661
Total de activos no financieros		\$ 40.583.988	\$ 95.407.661

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
Total de activos financieros		\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
Pasivos financieros (2)		Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios		\$ 8.095.165.099	\$ 8.468.550.901
Bonos emitidos		1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing		300.478.070	263.299.796
Total de pasivos		\$ 10.140.813.508	\$ 10.470.575.588
Activos no financieros (3)		Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono		\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
Total de activos no financieros		\$ 40.226.437	\$ 95.040.110

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de marzo de 2025, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de marzo de 2025, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2025 tiene reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$95.407.661, corresponden a: 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062, \$1.133.764 certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$23.674.181, 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por \$16.719.309, y 1.125.980 certificados emitidos en febrero de 2025 por reducción de emisiones CO2 por \$357.551 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por \$(54.823.673) (Ver Nota 9). Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

32. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.488.836.566	\$ -	\$ 1.263.347.284	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.273.598.288	59.037.533	2.170.927.317	55.197.479
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	15.538.675	-	19.169.872	-
Otros activos financieros	20.718.517	357.051.848	25.355.956	378.564.608
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.798.692.046	\$ 416.089.381	\$ 3.478.800.429	\$ 433.762.087
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	4.375.314	79.493	2.545.921	163.700
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 4.375.314	\$ 79.493	\$ 2.545.921	\$ 163.700
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	14.490.850	15.675.524	50.385.716	18.716.231
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 14.490.850	\$ 15.675.524	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231

Pasivos Financieros	Al 31 de marzo de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.597.013.090	\$ 8.035.100.677	\$ 2.040.918.585	\$ 8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.239.870.121	192.264.339	2.214.971.726	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.292.188.626	236.329.402	263.610.890	247.174.332
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 6.129.071.837	\$ 8.463.694.418	\$ 4.519.501.201	\$ 8.547.179.639
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	14.884.779	-	2.832.573	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 14.884.779	\$ -	\$ 2.832.573	\$ -

33. Segmentos de Operación

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9, que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios del Grupo para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y, por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el Comité de Dirección y la Junta Directiva del Grupo, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	- Generación de energía. - Comercialización de gas. - Comercialización de bonos de carbono.
2	Distribución	- Distribución y comercialización de Energía. - Servicio de alumbrado público (infraestructura). - Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de marzo de 2025.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales del Grupo descritas en el capítulo correspondiente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo	Segmentos al 31 de marzo de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - marzo de 2025				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 1.885.690.047	\$ 2.230.865.987	\$ (59.574.254)	\$ 4.056.981.780
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(183.424.254)	(55.788.571)	239.212.825	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 1.702.265.793	\$ 2.175.077.416	\$ 179.638.571	\$ 4.056.981.780
Aprovisionamientos y servicios	(671.123.847)	(1.233.382.744)	50.331.312	(1.854.175.279)
Depreciación y amortización	(140.269.854)	(139.720.929)	-	(279.990.783)
Gastos de personal	(65.654.919)	(81.447.650)	-	(147.102.569)
Otros ingresos (costos)	(42.680.739)	(51.229.213)	9.242.942	(84.667.010)
Ingresos financieros	24.619.916	29.558.706	(10.056.593)	44.122.029
Gastos financieros	(180.983.422)	(133.869.600)	10.056.593	(304.796.429)
Diferencias en Cambio	4.661.228	(964.900)	-	3.696.328
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	72.087.740	939.706	(74.720.712)	(1.693.266)
Resultado de otras inversiones	-	-	-	-
Resultados en venta y disposición de activos	(432.499)	(1.448.945)	-	(1.881.444)
Otros rubros no monetarios:	\$ 28.866.731	\$ (16.841.115)	\$ -	\$ 12.025.616
Pérdidas por deterioro de activos financieros	28.866.731	(16.841.115)	-	12.025.616
Utilidad antes de impuestos	\$ 731.356.128	\$ 546.670.732	\$ 164.492.113	\$ 1.442.518.973
Gasto por impuesto de renta	(259.209.894)	(214.010.006)	-	(473.219.900)
Utilidad neta	\$ 472.146.234	\$ 332.660.726	\$ 164.492.113	\$ 969.299.073

Resultados por segmentos para el periodo	Segmentos al 31 de marzo de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - marzo de 2024				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 1.909.101.225	\$ 2.238.905.178	\$ (60.916.891)	\$ 4.087.089.512
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	157.843.860	60.573.346	(218.417.206)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 2.066.945.085	\$ 2.299.478.524	\$ (279.334.097)	\$ 4.087.089.512
Aprovisionamientos y servicios	(874.800.155)	(1.269.560.515)	47.788.744	(2.096.571.926)
Depreciación y amortización	(122.753.411)	(147.222.515)	-	(269.975.926)
Gastos de Personal	(61.919.234)	(79.010.195)	-	(140.929.429)
Otros ingresos (costos)	(67.604.516)	(60.532.636)	13.128.147	(115.009.005)
Ingresos financieros	22.042.949	45.153.246	(9.329.463)	57.866.732
Gastos financieros	(164.740.248)	(173.553.037)	9.329.463	(328.963.822)
Diferencias en Cambio	(2.943.177)	(134.348)	-	(3.077.525)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	54.020.416	(3.548.727)	(54.476.104)	(4.004.415)
Resultados en venta y disposición de activos	(47.344)	(1.282.756)	-	(1.330.100)
Otros rubros no monetarios:	\$ 1.191.103	\$ (17.549.449)	\$ -	\$ (16.358.346)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	1.191.103	(17.549.449)	-	(16.358.346)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 849.391.468	\$ 592.237.592	\$ (272.893.310)	\$ 1.168.735.750
Gasto por impuesto de renta	(184.470.129)	(192.561.507)	-	(377.031.636)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 664.921.339	\$ 399.676.085	\$ (272.893.310)	\$ 791.704.114

Posición Financiera por segmentos al 31 de marzo de 2025	Segmentos al 31 de marzo de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 7.024.711.523	\$ 17.329.759.323	\$ (255.290.254)	\$ 24.099.180.592
Activos Intangibles	299.935.114	1.005.731.620	-	1.305.666.734
Cuentas por cobrar	1.533.951.061	2.031.124.295	(1.216.900.860)	2.348.174.496
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	45.970.505	4.736.964.492	(4.750.222.722)	32.712.275
Otros Activos	1.312.530.087	1.994.803.054	(5.366.947)	3.301.966.194
Total Activos Operativos	\$ 10.217.098.290	\$ 27.098.382.784	\$ (6.227.780.783)	\$ 31.087.700.291
Pasivos financieros	5.063.849.594	4.583.148.952	-	9.646.998.546
Cuentas por pagar	2.134.328.422	4.043.223.926	(1.216.899.860)	4.960.652.488
Provisiones	62.740.226	937.544.582	-	1.000.284.808
Otros Pasivos	657.912.474	931.873.287	-	1.589.785.761
Total Pasivos Operativos	\$ 7.918.830.716	\$ 10.495.790.747	\$ (1.216.899.860)	\$ 17.197.721.603

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.240.462.173	\$ 6.745.323.287	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	1.060.872.181	320.697.329	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.055.864.130	1.435.323.438	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.906.035.139	48.816.932	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	1.935.964.048	1.308.739.941	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 27.199.197.671	\$ 9.858.900.927	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304
Pasivos financieros	5.007.032.212	5.136.613.869	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	3.315.206.819	856.553.413	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	941.071.597	56.469.981	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.100.551.489	486.946.383	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 10.363.862.117	\$ 6.536.583.646	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 31 de marzo de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - marzo de 2025						
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.723.810.011	\$ 19.171.031	\$ 252.241.798	\$ 121.333.194	\$ (59.574.254)	\$ 4.056.981.780
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(239.212.825)	-	-	-	239.212.825	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.484.597.186	\$ 19.171.031	\$ 252.241.798	\$ 121.333.194	\$ 179.638.571	\$ 4.056.981.780
Aprovisionamientos y servicios	(1.786.065.774)	(77.382)	(52.892.780)	(65.470.655)	50.331.312	(1.854.175.279)
Depreciación y amortización	(229.405.973)	(7.810.808)	(28.655.505)	(14.118.497)	-	(279.990.783)
Gastos de Personal	(134.050.076)	(2.404.831)	(5.340.313)	(5.307.349)	-	(147.102.569)
Otros ingresos (costos)	(66.821.856)	(5.993.257)	(12.060.130)	(9.034.709)	9.242.942	(84.667.010)
Ingresos financieros	37.884.943	3.757.536	10.888.509	1.647.634	(10.056.593)	44.122.029
Gastos financieros	(291.990.436)	(6.252.182)	(15.988.347)	(622.057)	10.056.593	(304.796.429)
Diferencias en Cambio	6.224.594	(1.396.384)	(997.905)	(133.977)	-	3.696.328
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	73.027.446	-	-	-	(74.720.712)	(1.693.266)
Resultado de otras inversiones	-	-	-	-	-	-
Resultados en venta y disposición de activos	(1.886.028)	-	-	4.584	-	(1.881.444)
Otros rubros no monetarios:	\$ 12.820.238	\$ (106.974)	\$ (502.997)	\$ (184.651)	\$ -	\$ 12.025.616
Pérdidas por deterioro de activos financieros	12.820.238	(106.974)	(502.997)	(184.651)	-	12.025.616
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 1.104.334.264	\$ (1.113.251)	\$ 146.692.330	\$ 28.113.517	\$ 164.492.113	\$ 1.442.518.973
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(421.661.415)	(2.694.681)	(44.635.477)	(4.228.327)	-	(473.219.900)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 682.672.849	\$ (3.807.932)	\$ 102.056.853	\$ 23.885.190	\$ 164.492.113	\$ 969.299.073

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 31 de marzo de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - marzo de 2024						
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.785.081.563	\$ 15.442.973	\$ 252.312.301	\$ 95.169.566	\$ (60.916.891)	\$ 4.087.089.512
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	218.417.206	-	-	-	(218.417.206)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 4.003.498.769	\$ 15.442.973	\$ 252.312.301	\$ 95.169.566	\$ (279.334.097)	\$ 4.087.089.512
Aprovisionamientos y servicios	(2.012.543.516)	(29.221)	(79.439.047)	(52.348.886)	47.788.744	(2.096.571.926)
Depreciación y amortización	(221.664.565)	(7.287.732)	(28.312.815)	(12.710.814)	-	(269.975.926)
Gastos de Personal	(127.672.147)	(2.500.949)	(5.963.986)	(4.792.347)	-	(140.929.429)
Otros ingresos (costos)	(95.996.111)	(7.020.960)	(14.610.540)	(10.509.541)	13.128.147	(115.009.005)
Ingresos financieros	53.515.060	3.803.338	8.261.649	1.616.148	(9.329.463)	57.866.732
Gastos financieros	(313.333.428)	(7.779.426)	(16.546.583)	(633.848)	9.329.463	(328.963.822)
Diferencias en Cambio	(3.792.215)	526.718	324.235	(136.263)	-	(3.077.525)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	50.471.689	-	-	-	(54.476.104)	(4.004.415)
Resultados en venta y disposición de activos	(1.330.100)	-	-	-	-	(1.330.100)
Otros rubros no monetarios:	\$ (16.398.295)	\$ (30.058)	\$ 121.508	\$ (51.501)	\$ -	\$ (16.358.346)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(16.398.295)	(30.058)	121.508	(51.501)	-	(16.358.346)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 1.314.755.141	\$ (4.875.317)	\$ 116.146.722	\$ 15.602.514	\$ (272.893.310)	\$ 1.168.735.750
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(339.626.845)	1.161.839	(34.995.295)	(3.571.335)	-	(377.031.636)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 975.128.296	\$ (3.713.478)	\$ 81.151.427	\$ 12.031.179	\$ (272.893.310)	\$ 791.704.114

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de marzo de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 20.969.767.315	\$ 126.508.644	\$ 1.844.037.853	\$ 1.414.157.034	\$ (255.290.254)	\$ 24.099.180.592
Activos Intangibles	610.082.471	149.371.996	500.937.899	45.274.368	-	1.305.666.734
Cuentas por cobrar	2.166.243.914	225.123.122	743.712.543	429.995.777	(1.216.900.860)	2.348.174.496
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.289.438.289	718.927.154	774.482.884	86.670	(4.750.222.722)	32.712.275
Otros Activos	2.271.746.719	214.125.195	573.384.053	248.077.174	(5.366.947)	3.301.966.194
Total Activos Operativos	\$ 29.307.278.708	\$ 1.434.056.111	\$ 4.436.555.232	\$ 2.137.591.023	\$ (6.227.780.783)	\$ 31.087.700.291
Pasivos financieros	9.588.839.545	2.219.917	26.883.145	29.055.939	-	9.646.998.546
Cuentas por pagar	4.281.824.551	565.268.148	1.035.102.892	295.356.757	(1.216.899.860)	4.960.652.488
Provisiones	970.091.046	-	30.193.762	-	-	1.000.284.808
Otros Pasivos	1.338.407.314	35.421.708	208.276.189	7.680.550	-	1.589.785.761
Total Pasivos Operativos	\$ 16.179.162.456	\$ 602.909.773	\$ 1.300.455.988	\$ 332.093.246	\$ (1.216.899.860)	\$ 17.197.721.603

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 20.397.357.914	\$ 134.973.407	\$ 1.955.696.413	\$ 1.497.757.726	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	635.880.202	163.361.848	532.824.488	49.502.972	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.046.201.833	227.926.736	778.955.486	438.103.513	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.384.204.232	756.065.530	814.491.162	91.147	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	2.235.855.221	228.874.379	580.204.730	199.769.659	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 28.699.499.402	\$ 1.511.201.900	\$ 4.662.172.279	\$ 2.185.225.017	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304
Pasivos financieros	10.084.107.683	2.388.890	26.327.191	30.822.317	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	2.170.409.707	592.890.035	1.135.788.204	272.672.286	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	967.319.277	-	30.222.301	-	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.262.396.270	37.832.778	279.161.708	8.107.116	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 14.484.232.937	\$ 633.111.703	\$ 1.471.499.404	\$ 311.601.719	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

34. Temas relevantes

Constitución sociedad Wind Autogeneración S.A.S.

El 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., cuyo objeto es el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para la autogeneración y/o producción marginal de energía para su propio consumo, ya sea en el sitio de producción y/o sitios distintos a los de la producción o implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de la producción, de conformidad con lo previsto en el decreto 1403 del 22 de noviembre de 2024, así como las normas que lo complementen, sustituyan o modifiquen.

35. Eventos subsecuentes

Proceso UAESP

En el marco del proceso de cobro coactivo No. 004 de 2018, la UAESP mediante Resolución No. 173 del 11 de abril de 2025 ajustó la liquidación del crédito a cargo de Enel Colombia S.A. E.S.P., en la suma de \$280.095.862.

Como consecuencia de lo anterior, el 16 de abril del presente año, Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó a la UAESP propuesta de acuerdo de pago dentro del proceso coactivo, acompañada del pago de \$84.028.758., 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, acto administrativo que se encuentra bajo análisis por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P., respecto de la procedencia de recursos frente al mismo en sede administrativa o judicial.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)
31 de marzo de 2025

La firma del acuerdo de pago no implica una renuncia a los derechos que le asisten a Enel Colombia S.A. E.S.P., para interponer acciones y ejercer las facultades orientadas a controvertir los actos administrativos del Proceso de Cobro Coactivo, ni el reconocimiento de la deuda por parte de la Enel Colombia S.A. E.S.P.

Fusiones Panamá

El 15 de abril de 2025, quedo inscrita en el registro público de Panamá, la escritura 7.958 del 11 de abril de 2025 contentiva del convenio de fusión por absorción, entre las sociedades Enel Renovables S.R.L. (sociedad absorbente) y Generadora Solar Austral S.A., y Generadora Solar El Puerto S.A. (sociedades absorbidas).

Proceso Consalt International

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral en el proceso iniciado por Consalt International contra Enel Colombia S.A. E.S.P., en el que se alegaban incumplimientos en la ejecución del contrato, cuyo objeto era "la construcción de la Línea de Alta Tensión del proyecto Windpeshi" y los daños correspondientes durante el proceso. Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó demanda de reconVENCIÓN en contra Consalt International, alegando incumplimientos en la ejecución del contrato, la devolución del anticipo y la ejecución de la cláusula penal.

El Tribunal Arbitral negó las reclamaciones de Consalt International. En cuanto a las reclamaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. estas fueron aceptadas y, en consecuencia, se ordenó a Consalt International pagar a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P. la suma de US\$3.255.082 más costas y otros por \$1.041.000.

El pasado 8 de mayo de 2025, se resolvieron las solicitudes de aclaración y complementación presentadas por Consalt International contra el laudo, las cuales fueron negadas por el Tribunal Arbitral. En consecuencia, el laudo queda ejecutoriado y en caso de no pago por parte de Consalt International, Enel Colombia S.A. E.S.P. puede solicitar la ejecución de cobro a través de un proceso ejecutivo.

Fusiones Guatemala

El 3 de abril de 2025 quedo inscrita ante el Registro Mercantil General de la República de Guatemala (Registro 42079 Folio 708 libro 135 de sociedades mercantiles), la fusión por absorción de la Compañía Generadora Montecristo, S.A., con la entidad relacionada Generadora de Occidente S.A., por lo que a partir del 1 de mayo de 2025 se materializa la fusión; los activos, pasivos, derechos y obligaciones de Generadora Montecristo, S.A., fueron absorbidos por Generadora de Occidente, S.A., conservando esta última su personería jurídica.



KPMG S.A.S.
Calle 90 No. 19c - 74
Bogotá D.C. - Colombia

Teléfono +57 (601) 618 8000
+57 (601) 618 8100
www.kpmg.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL REPORTE EN LENGUAJE eXTENSIBLE BUSINESS REPORTING LANGUAGE (XBRL)

Señores Accionistas
Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Introducción

He revisado el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) al 31 de marzo de 2025 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

- el estado consolidado de situación financiera al 31 de marzo de 2025;
- el estado consolidado de resultados y el estado consolidado del otro resultado integral por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025;
- el estado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025;
- el estado consolidado de flujos de efectivo por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2025; y
- las notas al reporte.

La administración es responsable por la preparación y presentación de este reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por la presentación del reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) según instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

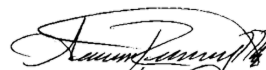
He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una

KPMG Confidencial

revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

Conclusión

Basada en mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión que me haga suponer que el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL), que incorpora la información financiera intermedia consolidada de Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2025, no ha sido preparado, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia e instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia.



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

14 de mayo de 2025