

## **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

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

Al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2025.  
(Con cifras comparativas al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2024).

(Con el informe de Revisor Fiscal)



**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](http://www.kpmg.com/co)

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL**

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

### **Opinión**

He auditado los estados financieros consolidados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (el Grupo), los cuales comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 y los estados consolidados de resultados, de otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables materiales y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros consolidados que se mencionan, y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2025, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

### **Bases para la opinión**

Efectué mi auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia (NIAs). Mis responsabilidades de acuerdo con esas normas son descritas en la sección "Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de mi informe. Soy independiente con respecto al Grupo, de acuerdo con el Código de Ética para profesionales de la Contabilidad emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código IESBA - *International Ethics Standards Board for Accountants*, por sus siglas en inglés) incluido en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia junto con los requerimientos éticos que son relevantes para mi auditoría de los estados financieros consolidados establecidos en Colombia y he cumplido con mis otras responsabilidades éticas de acuerdo con estos requerimientos y el Código IESBA mencionado. Considero que la evidencia de auditoría que he obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

**KPMG Confidencial**

**Asuntos clave de auditoría**

He determinado que no existen asuntos clave de auditoría que se deban comunicar en mi informe.

**Otros asuntos**

Los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2024 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por mí y en mi informe de fecha 27 de febrero de 2025, expresé una opinión sin salvedades sobre los mismos.

**Responsabilidad de la administración y de los encargados del gobierno corporativo del Grupo en relación con los estados financieros consolidados**

La administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable por la evaluación de la habilidad del Grupo para continuar como un negocio en marcha, de revelar, según sea aplicable, asuntos relacionados con la continuidad del mismo y de usar la base contable de negocio en marcha a menos que la administración pretenda liquidar el Grupo o cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista que proceder de una de estas formas.

Los encargados del gobierno corporativo son responsables por la supervisión del proceso de reportes de información financiera del Grupo.

**Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados**

Mis objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados considerados como un todo, están libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya mi opinión. Seguridad razonable significa un alto nivel de aseguramiento, pero no es una garantía de que una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs siempre detectará un error material, cuando este exista. Los errores pueden surgir debido a fraude o error y son considerados materiales si, individualmente o en agregado, se podría razonablemente esperar que influyan en las decisiones económicas de los usuarios, tomadas sobre la base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs, ejerzo mi juicio profesional y mantengo escepticismo profesional durante la auditoría. También:

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros consolidados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el objetivo de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y de las revelaciones relacionadas, realizadas por la administración.
- Concluyo sobre lo adecuado del uso de la hipótesis de negocio en marcha por parte de la administración y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan indicar dudas significativas sobre la habilidad del Grupo para continuar como negocio en marcha. Si concluyera que existe una incertidumbre material, debo llamar la atención en mi informe a la revelación que describa esta situación en los estados financieros consolidados o, si esta revelación es inadecuada, debo modificar mi opinión. Mis conclusiones están basadas en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe. No obstante, eventos o condiciones futuras pueden causar que el Grupo deje de operar como un negocio en marcha.
- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados presentan las transacciones y eventos subyacentes para lograr una presentación razonable.
- Obtengo evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

Comunico a los encargados del gobierno del Grupo, entre otros asuntos, el alcance planeado y la oportunidad para la auditoría, así como los hallazgos de auditoría significativos, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifique durante mi auditoría.

También proporciono a los encargados del gobierno corporativo la confirmación de que he cumplido con los requerimientos éticos relevantes de independencia y que les he comunicado todas las relaciones y otros asuntos que razonablemente se pueda considerar que influyen en mi independencia y, cuando corresponda, las salvaguardas relacionadas.



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

25 de febrero de 2026

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


	Nota	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<b>ACTIVO</b>			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.150.701.653	\$ 1.263.347.284
Otros activos financieros	5	111.368.480	78.287.593
Otros activos no financieros	6	166.979.661	138.659.531
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.874.067.448	2.170.927.317
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	26.508.160	19.169.872
Inventarios, neto	9	432.278.342	479.094.168
Activos mantenidos para la venta	10	10.046.244	223.732.802
Activos por impuestos de renta	11	109.533.391	226.278.857
<b>Total activo corriente</b>		<b>\$ 3.881.483.379</b>	<b>\$ 4.599.497.424</b>
<i>Activo no corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	313.737.347	397.444.539
Otros activos no financieros	6	272.096.240	296.002.330
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	187.070.293	55.197.479
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	5.791.195	38.191.677
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.135.518.477	1.381.569.510
Propiedades, planta y equipo, neto	14	25.682.689.069	23.985.785.460
Plusvalía	15	106.006.976	124.405.298
Activos por impuestos diferidos	16	6.344.511	17.451.587
<b>Total activo no corriente</b>		<b>\$ 27.709.254.108</b>	<b>\$ 26.296.047.880</b>
<b>Total activo</b>		<b>\$ 31.590.737.487</b>	<b>\$ 30.895.545.304</b>
<b>Pasivo y patrimonio</b>			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.454.233.377	2.043.751.158
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.290.311.556	2.214.971.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	173.742.530	263.610.890
Provisiones	19	342.434.551	235.666.326
Pasivos por impuestos	20	244.318.262	109.400.332
Otros pasivos no financieros	21	365.275.722	320.340.027
Provisiones por beneficios a los empleados	22	156.478.155	122.446.682
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>\$ 5.026.794.153</b>	<b>\$ 5.310.187.141</b>
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	8.580.542.467	8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	402.257.398	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	89.211.913	247.174.332
Provisiones	19	885.585.554	761.875.252
Otros pasivos no financieros	21	-	137.786
Provisiones por beneficios a los empleados	22	303.013.610	360.381.970
Pasivos por impuestos diferidos	16	780.642.350	674.791.075
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>\$ 11.041.253.292</b>	<b>\$ 10.344.365.722</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>\$ 16.068.047.445</b>	<b>\$ 15.654.552.863</b>

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

	Nota	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<b>Patrimonio</b>			
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
Reservas		1.747.392.308	1.783.197.947
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(100.852.291)	475.585.340
Utilidad del periodo		3.030.007.352	2.251.936.168
Utilidades retenidas		969.976.740	744.783.131
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		6.745.260.119	5.741.995.326
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>\$ 14.602.593.577</b>	<b>\$ 14.211.572.054</b>
Participaciones no controladoras		920.096.465	1.029.420.387
<b>Total patrimonio</b>		<b>15.522.690.042</b>	<b>15.240.992.441</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>\$ 31.590.737.487</b>	<b>\$ 30.895.545.304</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

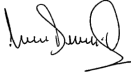
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran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



Signed by  
FRANCESCO  
BERTOLI

Francesco Bertoli

Representante Legal



Signed by Luz  
Dary Sarmiento  
Quintero

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 25 de febrero de 2026)

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado Consolidado de Resultados, por Naturaleza**  
**(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2024)**  
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 15.897.327.877	\$ 16.926.709.713
Otros ingresos de operación	24	158.441.366	128.890.711
<b>Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>16.055.769.243</b>	<b>17.055.600.424</b>
Aprovisionamientos y servicios	25	(7.232.815.320)	(9.715.484.745)
<b>Margen de contribución</b>		<b>\$ 8.822.953.923</b>	<b>\$ 7.340.115.679</b>
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	186.222.502	170.873.631
Gastos de personal	26	(663.220.639)	(577.461.267)
Otros gastos fijos, por naturaleza	27	(1.037.241.803)	(877.090.068)
<b>Resultado bruto de operación</b>		<b>7.308.713.983</b>	<b>6.056.437.975</b>
Depreciaciones y amortizaciones	13,14 y 28	(1.146.676.800)	(1.128.371.969)
Pérdidas por deterioro	29	(76.616.574)	(302.166.868)
<b>Resultado de operación</b>		<b>6.085.420.609</b>	<b>4.625.899.138</b>
Ingresos financieros	30	167.530.131	198.369.001
Gastos financieros	30	(1.397.758.696)	(1.208.234.963)
Diferencia en cambio, neto	30	(3.611.622)	(19.315.605)
<b>Resultado financiero, neto</b>		<b>(1.233.840.187)</b>	<b>(1.029.181.567)</b>
<b>Resultado de otras inversiones</b>			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	31	(4.949.683)	(9.201.908)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	32	(40.328.757)	(17.492.841)
<b>Resultados antes de impuestos</b>		<b>4.806.301.982</b>	<b>3.570.022.822</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(1.622.471.479)	(1.209.678.799)
<b>Utilidad del periodo</b>		<b>\$ 3.183.830.503</b>	<b>\$ 2.360.344.023</b>
<b>Utilidad atribuible</b>			
A los accionistas		3.030.007.352	2.251.936.168
Participación no controlada		153.823.151	108.407.855
<b>Resultado del periodo</b>		<b>\$ 3.183.830.503</b>	<b>\$ 2.360.344.023</b>
<b>Resultado por acción básica y diluida</b>			
Ganancia por acción básica y diluida		20.347	15.122
Número de acciones ordinarias en circulación	34	148.913.918	148.913.918

*Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.*

*Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros 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*

Signed by  
FRANCESCO  
BERTOLI

Francesco Bertoli  
Representante Legal

*Luz Dary Sarmiento*

Signed by Luz  
Dary Sarmiento  
Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T

*Andrea Rodríguez Mur*

Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 25 de febrero de 2026)

**enel**

Signed by Sandra  
Milena Primiciero  
Jamaica

**enel**

Signed by Carlos  
Eduardo Puentes  
Suavita

**enel**

Signed by Fanny  
Azucena Martínez  
Saba



**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado Consolidado del Otro Resultado Integral**  
**(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2024)**  
**(En miles de pesos colombianos)**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
<b>Resultado del periodo</b>	<b>\$ 3.183.830.503</b>	<b>\$ 2.360.344.023</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(116.725)	(447.626)
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	26.502.534	155.401.746
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(520.791.998)	462.455.103
<b>Otro resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>(494.406.189)</b>	<b>617.409.223</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo	(118.031.989)	107.031.002
<b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>(118.031.989)</b>	<b>107.031.002</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(3.744.769)	(56.098.554)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>(3.744.769)</b>	<b>(56.098.554)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	39.745.316	(37.460.852)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>39.745.316</b>	<b>(37.460.852)</b>
<b>Total otro resultado integral</b>	<b>(576.437.631)</b>	<b>630.880.819</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>\$ 2.607.392.872</b>	<b>\$ 2.991.224.842</b>
<b>Utilidad atribuible:</b>		
A los accionistas	2.453.569.721	2.882.816.987
Participación no controlada	153.823.151	108.407.855
<b>Utilidad del periodo</b>	<b>\$ 2.607.392.872</b>	<b>\$ 2.991.224.842</b>

*Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.*

*Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros 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.*



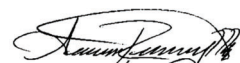
Signed by  
FRANCESCO  
BERTOLI

Francesco Bertoli  
Representante Legal



Signed by Luz  
Dary Sarmiento  
Quintero

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 25 de febrero de 2026)



Signed by Sandra  
Milena Primiciero  
Jamaica



Signed by Carlos  
Eduardo Puentes  
Suavita



Signed by Fanny  
Azucena Martinez  
Saba


Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales  
Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio  
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.251.936.168	2.251.936.168	108.407.855	2.360.344.023	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	-	630.880.819	-	630.880.819	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	2.251.936.168	2.882.816.987	108.407.855	2.991.224.842	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)	(1.003.479)	(1.807.899.903)	
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	91.329.496	91.329.504	
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	513.477.107	1.075.920.571	198.733.872	1.274.654.443	
Patrimonio final al 31 de diciembre 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	\$ 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	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.030.007.352	3.030.007.352	153.823.151	3.183.830.503	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	-	(576.437.631)	-	(576.437.631)	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	3.030.007.352	2.453.569.721	153.823.151	2.607.392.872	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	-	-	-	-	(2.026.742.551)	(2.062.548.190)	(383.947)	(2.062.932.137)	
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	(262.763.126)	(262.763.134)	
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	1.003.264.793	391.021.523	(109.323.922)	281.697.601	
Patrimonio final al 31 de diciembre 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	\$ (17.935.596)	\$ (74.384.943)	\$ (8.531.842)	\$ (100.852.291)	\$ 6.745.260.119	\$ 14.602.593.577	\$ 920.096.465	\$ 15.522.690.042	

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados 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.

  
Signed by  
FRANCESCO  
BERTOLI  
  
Francesco Bertoli  
Representante Legal

  
Signed by Luz  
Dary Sarmiento  
Quintero  
  
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 25 de febrero de 2026)

  
Signed by  
Sandra Milena  
Primiciero  
Jamaica

  
Signed by Carlos  
Eduardo Puentes  
Suavita


  
Signed by Fanny  
Azucena  
Martínez Saba

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado Consolidado de Flujo de Efectivo, Método Directo**  
**(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2024)**  
**(En miles de pesos colombianos)**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 16.075.136.166	\$ 16.181.018.259
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	251.922.082	201.915.997
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	14.810.532	16.892.757
Otros cobros por actividades de operación	2.668.529.781	2.552.908.774
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(8.579.986.414)	(9.472.802.666)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(473.506.834)	(617.991.197)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(124.806.953)	(82.558.433)
Otros pagos por actividades de operación	(2.362.859.400)	(2.835.438.064)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>7.469.238.960</b>	<b>5.943.945.427</b>
Impuestos a las ganancias pagados	(1.045.156.640)	(1.557.209.523)
Otras salidas de efectivo	(204.702.682)	(184.689.137)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>6.219.379.638</b>	<b>4.202.046.767</b>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	23.899.720	-
Importe procedente de la venta de propiedades, planta y equipo	59.615.550	24.035.369
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(3.002.541.240)	(2.395.078.961)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(79.941.125)	(46.064.897)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	13.671.630	41.472.983
Intereses recibidos actividades inversión	60.675.956	56.994.240
Otras (salidas) entradas de efectivo	(47.567.522)	28.357.057
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión</b>	<b>(2.972.187.031)</b>	<b>(2.290.284.209)</b>
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos	2.620.644.000	2.985.574.000
Pago de préstamos	(2.769.382.841)	(2.216.836.042)
Dividendos pagados accionistas	(2.062.886.064)	(1.854.979.526)
Intereses pagados financiación	(961.620.604)	(1.067.496.564)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(29.850.331)	(28.255.082)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(53.653.169)	(50.318.312)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(131.711.578)	(70.969.679)
Otras entradas de efectivo financiación	28.622.349	25.388.849
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación</b>	<b>(3.359.838.238)</b>	<b>(2.277.892.356)</b>
<b>Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>(112.645.631)</b>	<b>(366.129.798)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.263.347.284	1.629.477.082
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 1.150.701.653	\$ 1.263.347.284

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.


Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros 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.



Signed by  
**FRANCESCO  
BERTOLI**

Francesco Bertoli

Representante Legal



Signed by Luz  
Dary Sarmiento  
Quintero

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 25 de febrero de 2026)

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

Índice

1.	Información general.....	9
2.	Bases de presentación.....	34
3.	Políticas contables.....	44
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo .....	66
5.	Otros activos financieros.....	68
6.	Otros activos no financieros.....	71
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto .....	73
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas .....	79
9.	Inventarios, neto.....	85
10.	Activos mantenidos para la venta .....	86
11.	Activos por impuesto de renta .....	87
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	88
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto .....	89
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto .....	94
15.	Plusvalía.....	102
16.	Impuestos diferidos, neto .....	103
17.	Otros pasivos financieros .....	105
18.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar.....	116
19.	Provisiones .....	119
20.	Pasivos por impuestos .....	129
21.	Otros pasivos no financieros .....	133
22.	Provisiones por beneficios a los empleados .....	134
23.	Patrimonio .....	140
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación .....	142
25.	Aprovisionamientos y servicios .....	146
26.	Gastos de personal.....	148
27.	Otros gastos fijos, por naturaleza.....	149
28.	Gastos por depreciación, amortización .....	150
29.	Pérdidas por deterioro .....	151
30.	Resultados financieros .....	152
31.	Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación .....	156
32.	Resultado en venta y disposición de activos, neto .....	156
33.	Gasto por impuesto a las ganancias .....	157
34.	Utilidad por acción.....	159
35.	Resultado integral .....	159
36.	Activos y pasivos en moneda extranjera .....	160
37.	Sanciones.....	161
38.	Otros seguros.....	167
39.	Compromisos y contingencias .....	168
40.	Gestión de riesgos.....	183
41.	Mercado de derivados energéticos .....	186
42.	Información sobre valores razonables.....	187
43.	Categorías de activos y pasivos financieros .....	189
44.	Segmentos de operación.....	189
45.	Temas relevantes .....	192
46.	Aprobación de estados financieros .....	195
47.	Eventos Subsecuentes.....	195

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

**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 diciembre de 2025 es:

<b>Accionistas</b>	<b>No. de Acciones</b>	<b>% de Participación</b>
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%
<b>Total</b>	<b>148.913.918</b>	<b>100%</b>

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.

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., 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. y Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. (Subordinadas).

Los estados financieros 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 diciembre de 2025 y 2024:

**Tipo de participación directa**

<b>Compañía</b>	<b>% Participación económica</b>
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. (*)	99,19%
Enel Renovable S.R.L. (**)	0,99%
Tecnoguat S.A.	75,00%

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

Compañía	% Participación económica
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

(\*) Cambio en el porcentaje de participación respecto al 31 de diciembre de 2024 (99,00%) producto de la fusión con la compañía Generadora Montecristo S.A.

(\*) 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%
PH Don Pedro S.A.	99,46%
PH Rio Volcán S.A.	99,15%
P.H. Chucás S.A.	99,50%

Las compañías Generadora Solar Austral S.A. y Generadora Solar El Puerto S.A. ya no son incluidas en la participación indirecta ya que fueron fusionadas con la compañía Enel Renovable S.R.L.

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.: 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.

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

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

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 del 31 de diciembre 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.

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

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por tres (3) 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 diciembre de 2025.

La composición accionaria de Enel Panama CAM S.A. a corte de 31 de diciembre de 2025 es:

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renewable S.R.L.
- 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:

- 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



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

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 periodo 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 de diciembre de 2025 Enel Fortuna S.A. tiene un total de 53 empleados permanentes.

La composición accionaria de Enel Fortuna S.A. a corte de 31 de diciembre de 2025 es:

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%
<b>Total</b>	<b>100.000.000</b>	<b>100%</b>

• **Enel Renewable S.R.L.**

Enel Renewable 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 Renewable S.R.L., es la operación de once (11) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar, Sol Real, Jaguito Solar, La Esperanza Solar 20MW, Baco Solar y Madre Vieja Solar).

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 Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Progreso Solar 20MW, S.A. (sociedad absorbida).

El 01 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 Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Jaguito Solar 10MW, S.A. (sociedad absorbida).

El 15 de abril de 2025, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No. 7.958 del 11 de abril de 2025, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Generadora Solar Austral, S.A. y Generadora Solar El Puerto, S.A. (sociedades absorbidas).

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

➤ **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 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 diciembre de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	1	0,0001%
Enel Colombia S.A. E.S.P.	672.079	99,9999%
<b>Total</b>	<b>672.080</b>	<b>100%</b>

**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 composición accionaria de Generadora de Occidente S.A. a corte de 31 de diciembre de 2025 es:

Socios	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.991.933	99,189971%
Enel Guatemala S.A.	16.267	0,810029%
<b>Total</b>	<b>2.008.200</b>	<b>100%</b>

**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 y con la central hidroeléctrica “Montecristo” con capacidad declarada de 13.042 MW.

Esta sociedad fue fusionada con Generadora Montecristo, S.A., siendo Generadora de Occidente, S.A. la entidad absorbente, mediante escritura pública No. 47 autorizada el 1 de abril de 2025 por la Notaria Liza María Alfaro Del Cid, e inscrita en el Registro Mercantil en fecha 3 de abril de 2025.

• **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 Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)

Tecnoquat 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 Tecnoquat S.A. a corte de 31 de diciembre de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	23.211	75,0000 %
Inversiones J.B. Ltda.	7.737	25,0000 %
<b>Total</b>	<b>30.948</b>	<b>100%</b>

**Objeto Social:** Tecnoquat 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.

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

- **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.

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

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	19.244.655	99,9999%
Enel Guatemala S. A.	1	0,0001%
<b>Total</b>	<b>19.244.656</b>	<b>100%</b>

**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:

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

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	224
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
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

Nota: MW de proyectos solares en corriente continua (DC).

### 1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y diciembre de 2025 fueron de 41,4 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular 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 transfiriera la cartera a la nueva compañía; como se estableció en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 quedó 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 se notificó 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 realizó 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 realizó 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 alcanzó 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 con vigencia desde 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.

Al 31 de diciembre de 2024, 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 incidieron 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 la Superintendencia Financiera de Colombia, el correspondiente plan de liquidación de la compañía constituida. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024.

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 permite 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.

Desde el 1 de diciembre de 2025, Scotiabank Colpatria S.A. (BNS) confirmó el cierre exitoso de la transacción mediante la cual sus operaciones en Colombia, Costa Rica y Panamá integrándose a Davivienda Group S.A., fortaleciendo su plataforma multilatina. En Colombia y Costa Rica, estos bancos operan bajo la marca DAVIbank S.A.

#### **1.4. Marco legal y regulatorio**

##### **Estrategia y Gestión Regulatoria**

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, 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

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

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 periodos 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 periodo 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.

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

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 FNCER 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, procedimientos 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.

En el mes de abril, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40140 de 2025 mediante la cual expidió lineamientos transitorios para promover la permanencia de proyectos de generación que cuenten con punto de conexión asignado y que estén en condición de superposición y/o dependan de proyectos de expansión. La norma determina que los desarrolladores podrán optar por prorrogar la vigencia de sus garantías, manteniendo el valor de cobertura sin indexación, salvo las reducciones establecidas en la regulación vigente, por concepto de reserva de capacidad y/o construcción asociada a expansión del STN.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la Resolución CREG 101 072 de 2025, mediante la cual establece un marco regulatorio para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Interconectado Nacional, abordando tanto los aspectos técnicos necesarios para su conexión y operación, como los mecanismos económicos para la remuneración de sus excedentes y la comercialización de la energía generada, tanto en el SIN como en las ZNI. Se realizan modificaciones a resoluciones existentes, tales como las resoluciones CREG 091/07, 038/18 y 174 de 2021. En general, se abordan temas acerca de: Procedimientos de conexión, requisitos de medición, operación de activos eléctricos, sistema de información, disponibilidad de red, entre otros.

Durante el mismo mes, mediante la resolución 101-073 de 2025, la CREG decidió ampliar el término para aplicar la exención de penalización por desviaciones del programa de generación de las plantas variables (incluye Pequeñas Centrales Hidráulicas), hasta que la CREG defina la metodología definitiva. Esta medida estuvo precedida, desde el año pasado, de decisiones similares inicialmente mediante la resolución CREG 101-040/24, con medidas transitorias para aumentar oferta en el Fenómeno El Niño 2023-2024, con una exención de penalización por desviaciones del programa de generación hasta 30 junio 2024, y con prórrogas posteriores mediante resoluciones CREG 101-047/24 y 101-061/24.

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

El 2 de julio de 2025 fue emitida la ley 2470 sobre micronegocios barriales. En ella, se establece un artículo para que los micronegocios catalogados como usuarios no residenciales, no paguen contribución especial, tasa o sobretasa sobre los servicios públicos.

En el mes de julio, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Circular 40015 de 2025, mediante la cual reactivó las exportaciones de energía eléctrica a través de cualquier planta del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La decisión se fundamentó en las condiciones hidrológicas favorables, con embalses que a la fecha de publicación registraban un 82,57% de su capacidad, superior al nivel esperado de 77,33%. El Ministerio señaló que, según los pronósticos disponibles, no se anticipan precipitaciones por debajo del



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

promedio histórico y que no se observa riesgo para cumplir la meta de almacenamiento del 81,1% al cierre del periodo invernal de 2025.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 101-076 de 2025, “Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista”. La norma redefine el cálculo de las garantías, incorporando deducciones por cesión de derechos de crédito y utilizando información de los últimos 30 días liquidados, lo que puede reducir el monto exigido a algunos agentes. Asimismo, ajusta los plazos de aprobación de garantías, amplía los tiempos operativos para las modalidades semanal y mensual, autoriza al ASIC (Administrador Sistema de Intercambios Comerciales) a exigir ajustes con base en la liquidación mensual y reemplaza la publicación en prensa escrita por avisos digitales. Se otorgaron 60 días al ASIC para implementar las modificaciones operativas correspondientes.

Igualmente, en julio de 2025, la Comisión emite Circular CREG 174 mediante la cual solicita el reporte de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) para la actividad de Distribución e informa de cambios en los formatos de reporte de AOM, entre los que se destaca la inclusión de tres nuevas subcuentas relacionadas con la actividad de comercialización.

El 31 de julio fue emitida ley 2515 sobre Bienes y Servicios Públicos Rurales, en la que se establece que se dictarán lineamientos para garantizar el acceso equitativo y continuo al servicio de energía a través de fuentes convencionales y no convencionales. Esta ley promueve la diversificación de la matriz energética, la expansión de infraestructura y el acceso universal del suministro para la población rural.

En agosto de 2025, la Comisión publica la Resolución CREG 501 126 de 2025, mediante la cual resuelve a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P., todas las pretensiones planteadas con respecto a la Resolución CREG 501 110 de 2024, aprobando al costo solicitado las Unidades Constructivas Especiales y ajustando los errores de valoración evidenciados. Como resultado, finalmente, se obtiene un promedio de aprobación del 95%.

En agosto de 2025, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40337 de 2025, mediante la cual estableció los lineamientos generales del mecanismo de contratación de largo plazo para proyectos de generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, bajo un esquema de Pago por Diferencia. La norma busca incentivar la inversión en tecnologías como energía eólica costa afuera y geotermia, ofreciendo estabilidad en los ingresos mediante la compensación entre un precio fijo pactado y el precio de mercado. El mecanismo contempla modalidades competitivas o asignadas, según la madurez tecnológica, y la CREG dispondrá de hasta 12 meses para definir la metodología de traslado a tarifa de la energía adjudicada.

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40358 de 2025, que modifica la Resolución 40303 de 2022 sobre coexistencia de proyectos del sector minero-energético en casos de superposición parcial o total. La nueva norma fortalece las definiciones técnicas y los procedimientos de reporte georreferenciado, que deberán estar disponibles a partir del 1 de diciembre de 2025. Se precisan los tiempos de negociación entre proyectos, las causales en las que no se requiere acuerdo de coexistencia y el mecanismo de designación de peritos cuando la negociación fracase. El dictamen pericial tendrá carácter vinculante y podrá dar lugar a la exigencia de suscripción del Acuerdo Operacional de Coexistencia, salvo demostración de inviabilidad económica o financiera.

La SIC emitió el concepto de abogacía de la competencia No. 25-267888 de agosto de 2025 sobre el proyecto de resolución: “Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”.

También en agosto, la CREG publicó la Resolución 101-079 de 2025, “Por la cual se convoca y regula la subasta de expansión para el periodo cargo 2029-2030”, con el propósito de garantizar la suficiencia de energía firme en el sistema eléctrico. La norma define el cronograma de la subasta, los requisitos de participación y los incentivos aplicables. Entre ellos, se destacan estímulos a la entrada temprana y beneficios para proyectos de renovación tecnológica que contribuyan a la transición energética. Asimismo, se establecen reglas específicas para plantas nuevas, existentes y proyectos no despachados centralmente, y se actualizan disposiciones de resoluciones previas relacionadas con el cargo por confiabilidad y la operación del SUICC (Capacitación Sistema Unificado de Información para los procesos del Cargo por Confiabilidad).

En septiembre de 2025, la UPME publicó la Resolución 749 de 2025, “Por medio de la cual se establece el procedimiento y requisitos para el registro de proyectos de generación a operar en el Sistema Interconectado Nacional”. La norma actualiza y unifica la regulación vigente desde 2007, definiendo tres fases de registro (prefactibilidad, factibilidad e ingeniería de detalle) con requisitos específicos y plazos determinados. Se regulan los procedimientos de revisión, modificación y transición de registros previos, derogando las resoluciones UPME 0520 y 0638 de 2007 y 0143 de 2016.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40418 de 2025, mediante la cual adoptó medidas para el abastecimiento de gas combustible con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación, previsto entre el 10 y el 14 de octubre de 2025. La norma establece obligaciones de reporte para productores, comercializadores y generadores térmicos, fija el orden de prioridad de la demanda (privilegiando el consumo esencial) y dispone que la CREG podrá definir reglas para proteger a las plantas térmicas con obligaciones de energía firme. Además, autoriza la evaluación del uso de GLP (Gas Licuado del Petróleo) como sustituto temporal del gas natural y mantiene la obligación de declarar disponibilidad con base en el combustible efectivamente gestionado.

En concordancia con lo anterior, la CREG publicó la Resolución 101-083 de 2025, mediante la cual adoptó medidas transitorias en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión del mantenimiento de la infraestructura de regasificación. La norma ajusta temporalmente el tratamiento de las Obligaciones de Energía Firme de las plantas térmicas afectadas, permite su despacho forzado y excluye del cálculo del índice de indisponibilidad los eventos derivados del racionamiento de gas. Adicionalmente, limita las ofertas de generación térmica al costo del primer escalón de racionamiento y establece criterios de desempeño que priorizan las plantas más eficientes.

En el mismo mes, septiembre de 2025, la CREG publica la Circular CREG 189 de 2025, mediante la cual invita a los interesados a presentar observaciones, comentarios y sugerencias sobre el documento “Revisión del marco normativo aplicable a convocatorias públicas y propuesta de reconfiguración del mercado de contratos de largo plazo”, mediante el cual propone tres alternativas para la creación de un nuevo mecanismo que permita la contratación de energía a largo plazo entre generadores y comercializadores, en condiciones de competencia, transparencia y eficiencia, reduciendo la exposición de la demanda regulada a la volatilidad del precio de bolsa.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la resolución CREG 101 082 de 2025 “Por el cual se modifica la Resolución CREG 101 067 de 2024”, con la que se crea un mecanismo de compra de energía permanente para las empresas intervenidas, acotadas a las modalidades de administración o con fines liquidatarios, en el que permiten negociaciones directas sucesivas hasta la fecha de finalización de la toma de posesión por parte de la SSPD. El primer periodo podrá realizarse dentro de los tres (3) primeros meses contados a partir de la toma de posesión por parte de la SSPD y para iniciar sucesivos periodos de negociación directa deberán haber transcurrido, como mínimo, seis (6) meses contados a partir de la finalización del anterior periodo de negociación directa.

En octubre de 2025, la CREG expidió la Resolución 101-083 de 2025, que define medidas transitorias para el MEM debido al mantenimiento programado de la planta de regasificación SPEC LNG. La norma ajusta temporalmente las desviaciones de OEF para térmicas con restricciones de gas, ordena el despacho forzado

de plantas receptoras, excluye estos eventos del IHF cuando cumplan requisitos contractuales y limita los precios de oferta al CRO1 para estabilizar la operación durante la contingencia.

Ese mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1072 de 2025, orientado a reducir la exposición de la demanda regulada a la volatilidad de la bolsa y a fortalecer la contratación de largo plazo como mecanismo de estabilidad tarifaria. El decreto mantiene la obligación para plantas hidroeléctricas de contratar al menos el 95% de su generación horaria y de vender cantidades equivalentes a sus OEF o ENFICC bajo esquemas firmes. También preserva la promoción de mecanismos flexibles para el mercado regulado —entre ellos PCC, convocatorias de generadores y procesos unificados de compra— junto con medidas de eficiencia energética y ajustes a límites de contratación propia. La SIC señaló que, aunque no hubo cambios sustanciales frente al borrador previo, el MME robusteció la argumentación técnica y jurídica. La CREG cuenta con tres meses para su implementación.

También en octubre, el MME publicó el Decreto 1091 de 2025, que incorpora lineamientos de política pública para la contratación de largo plazo en generación, almacenamiento, transmisión, distribución y servicios complementarios, integrándolos al Decreto 1073 de 2015. La norma actualiza la justificación técnica y precisa roles para MME, CREG y UPME, privilegiando mecanismos competitivos y limitando los administrados a criterios de transparencia y soporte técnico. Se mantiene la señal de política para habilitar mecanismos complementarios al MEM y la revisión del régimen de traslado tarifario. Las recomendaciones de la SIC fueron atendidas mediante la ampliación de criterios socioeconómicos, ambientales y de localización. Las entidades cuentan con dos meses para reglamentar aspectos críticos como garantías y criterios de procesos administrados.

La CREG expidió asimismo la Resolución 101-081 de 2025, que ajusta reglas de garantías y prepagos tras la aplicación de la Resolución 101-076. La norma armoniza plazos semanales y mensuales, amplía a ocho días el plazo para retiro por incumplimiento, y precisa criterios para el cálculo del ajuste semanal, fortaleciendo la gestión financiera del MEM.

En noviembre de 2025, la CREG expidió la Resolución 101-092 de 2025, mediante la cual amplió en 39 días hábiles los plazos de la subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2029-2030 convocada por la Resolución 101-079 de 2022. Con este ajuste, la fecha para la declaración de interés se trasladó al 30 de enero de 2026, otorgando mayor tiempo para la preparación de las propuestas y la validación de requisitos por parte de los agentes interesados.

En diciembre, la CREG expidió la Resolución 101-094 de 2025, que adopta medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte. Se habilita la liberación voluntaria de puntos de conexión con devolución de garantías, se establece un proceso exprés de reasignación priorizando proyectos con obligaciones vigentes, y se trasladan a los operadores de red los trámites para proyectos menores a 10 MW.

Igualmente, en diciembre de 2025 la CREG expidió la Resolución 101-095 de 2025, la cual modifica el precio de cierre de las subastas y de asignación de OEF, y define que el precio del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes corresponderá al de la última subasta de OEF, actualizado con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, manteniendo las condiciones de remuneración del periodo cargo 2027-2028 y extendiéndolas al periodo cargo 2029-2030.

Durante el mismo mes la CREG expidió la Resolución 101 093 mediante la cual se establecen las bases metodológicas que serán utilizadas para el desarrollo de los estudios que darán lugar a la metodología de remuneración de la actividad de distribución para el siguiente periodo tarifario.

También en diciembre, la Comisión expidió la Resolución 105 014 en la que se establece el porcentaje de la contribución especial a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que deben pagar los prestadores de los servicios públicos domiciliarios (energía eléctrica, gas natural y GLP y sus actividades complementarias) para el año 2025. El porcentaje establecido fue del 0,81543969% sobre los gastos de funcionamiento de la CREG de 2025.

## **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.

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

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

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.

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

El 2 de julio de 2025 fue expedida la ley 2469 sobre Incorporación de humedales al Sistema de Gestión de Riesgo de Desastres y al Sistema Nacional de Cambio Climático, según la cual, dependiendo de la reglamentación que posteriormente se expida, podría representar medidas adicionales frente al manejo de los embalses en el país.

El 10 de julio de 2025 se publicó la ley 2476 sobre Ciudades verdes, en la que se dictan lineamientos para fortalecer la gestión del riesgo y la adaptación al cambio climático. Dentro de las diversas estrategias se incluyen campañas que deben adelantar los entes territoriales para promover el uso eficiente y racional de la energía.

Con el fin de impulsar el desarrollo de las FNCER en el país, el Ministerio de Ambiente expidió los decretos 1033 y 1186 entre octubre y noviembre de 2025, mediante los cuales se establecen mecanismos diferenciados de licenciamiento ambiental para proyectos solares (LASolar) y eólicos (LAEólica) respectivamente. Dentro de las restricciones para acceder a este mecanismo diferenciado se encuentra que solo podrán ser aplicados a proyectos entre 10 MW y 100 MW.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 2173 de 2021, y por una orden judicial del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, en octubre del 2025 el MADS expidió la resolución 1491 mediante la cual se reglamenta la conocida Ley de Áreas de Vida con el propósito de fortalecer la restauración ecológica, la creación de bosques y la conciencia ambiental en la ciudadanía, las empresas y las entidades territoriales. Con esta reglamentación, se deberán hacer efectivas las siembras de 2 árboles anuales por empleado para las grandes y medianas empresas.

### **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.

En agosto de 2025 la CREG expidió la Resolución 102-018 de 2025, que introduce precisiones al nuevo reglamento de comercialización mayorista (Resolución 102-015 de 2025). La norma aclara las condiciones de negociación y registro de contratos de suministro que requieren respaldo físico, detalla la aplicación de la regla proporcional de suspensión para fuentes nacionales, incorpora la figura de evento eximente dentro de los límites de suspensión permisible y formaliza el prorrateo para contratos con duraciones fraccionarias. Asimismo, reconoce la flexibilidad de la regla de 120 horas aplicable a la infraestructura de regasificación flotante (FSRU).

### **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

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

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 periodo de Mercado (el periodo 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 periodo 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.

En septiembre de 2025, se aprobó la Resolución CRIE-22-2025, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, que aprueba un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR). Considera un aumento de 9,6% en el IAR, por el cual el Ente Operador Regional le corresponde realizar los ajustes correspondientes al Cargo Complementario de la Red de Transmisión Regional.

### **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

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

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.°8345.

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.

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

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.

En agosto de 2025, se aprobó el Decreto Ejecutivo 44930-MINAE, que impulsa el sector de la energía renovable al declarar de interés público la incorporación acelerada de proyectos. Esta medida prioriza las instalaciones que entren en operación antes de 2029, autoriza la inversión privada en generación, transmisión y almacenamiento de energía, y flexibiliza los procesos de contratación energética en el país.

### **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

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

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.

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) publicó las modificaciones a las normas de coordinación comercial y operativas según las nuevas bandas horarias atendiendo la Resolución CNEE-85-2025. Las modificaciones em Oferta Firme y desvíos de potencia tendrán efecto a partir de mayo 2030. Las centrales existentes pueden mantener su condición actual, por lo cual no se prevén efectos adversos.

En agosto se publicó la Resolución CNEE-270-2025, que modifica la Norma de Coordinación Comercial No.12 asociada a "Procedimientos de Liquidación y Facturación". La media principal radica en que le otorga la potestad al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) para la ejecución de fianzas a los agentes del mercado al quinto día de publicado del Informe de Transacciones Económicas (ITE), si no está líquido y disponible el monto correspondiente como deudor.

En diciembre se publicó la Resolución CNEE-389-2025 que aprueba las modificaciones a las normas de coordinación en concordancia con las nuevas bandas horarias definidas en la Resolución CNEE-85-2025, actualizando: NCC-1 Coordinación del despacho de carga, NCC-2 Oferta y demanda firme, NCC-3 transacciones de desvíos de potencia, NCC-9 peaje en los sistemas de transporte, NCC-11 informe de costos mayoristas y NCO-2 coordinación de la operación en tiempo real.

## **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

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

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.

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.

En el mes de junio se aprobó la resolución AN No.20579-Elec, que modifica la conformación de los miembros de comité operativo a partir de 2026. Se incluye un representante para los generadores renovables y los porcentajes mínimos para el reconocimiento de los Grandes Clientes. Esta modificación tiene un impacto positivo para los intereses del grupo, ya que con la inclusión de los generadores renovables se contará con una mesa de discusión más equilibrada y que vele por intereses de la generación solar y eólica.

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

En agosto, la Resolución AN No. 20727-ELEC modifica artículos del “Reglamento de Transmisión”. Se incluyen los indicadores de Confiabilidad de los Generadores con Esquemas de Desconexión Automática de Carga conectados al Sistema Principal de Transmisión que medirán cantidad y duración de interrupciones bajo este esquema.

En septiembre, el Consejo Municipio del Distrito de David aprobó el Acuerdo No.39, que establece un “Régimen especial de tributación municipal para los proyectos de generación y distribución de energía eléctrica en el distrito de David”. Este acuerdo establece que todo proyecto y obras relacionadas a generación y distribución eléctrica cuyo monto de inversión supere un millón de dólares estará sujeto al pago de un impuesto municipal de edificaciones y reedificaciones de 5% del valor total de la obra/inversión. Por el momento no tiene impacto para el negocio, ya que la medida solo aplica el distrito de David donde no tenemos operaciones; sin embargo, este tipo de iniciativas pueden ser replicadas a nivel nacional.

En diciembre, la Resolución AN No.1448-ADM fija la tasa de control, vigilancia y fiscalización que deben pagar los prestadores del servicio de electricidad para 2026 en 0,7312%. Esta tasa se aplicará al monto total de ingresos brutos del periodo fiscal del año 2025.

## **2. Bases de presentación**

El Grupo presenta sus estados financieros consolidados de propósito general 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 consolidados de propósito general incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

### **2.1. Principios contables**

Los estados financieros consolidados de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2025 han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF Grupo 1), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021, 1611 de 2022 y 1271 de 2024. Las NCIF – Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, y traducidas oficialmente al español emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

El Grupo aplica a los presentes estados financieros consolidados de propósito general la siguiente excepción:

- **Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:**

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.

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.

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

Las filiales de Centroamérica (Panamá, Costa Rica y Guatemala) elaboran sus estados financieros aplicando Normas Internacionales de Información Financiera NIIF, y se han efectuado los ajustes de homologación a Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), por lo cual, las bases de presentación empleadas en la consolidación son uniformes.

Los presentes estados financieros consolidados de propósito general 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 consolidado, 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 relevantes de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros consolidados.

## **2.2. Base contabilidad de causación**

El Grupo prepara sus estados financieros consolidados de propósito general, usando la base de contabilidad de causación, excepto para 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 2027**

El Decreto 1271 de 2024 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando una nueva norma, que aunque había sido emitida por el IASB desde el 2018, no había sido compilada en los Decretos 1611 de 2022, 938 de 2021, 1432 de 2020, y 2270 de 2019, en los que se consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

## **NIIF 17 Contratos de Seguros**

La NIIF 17 Contratos de Seguro establece principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los contratos de seguro emitidos. También requiere principios similares a aplicar a contratos de reaseguro mantenidos y a contratos de inversión emitidos con componentes de participación discrecional. El objetivo es asegurar que las entidades proporcionen información relevante de forma que represente fielmente esos contratos para evaluar el efecto que los contratos dentro del alcance de la NIIF 17 tienen sobre la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

La NIIF 17 deroga la NIIF 4 Contratos de Seguro que era una norma provisional que permitió a las entidades usar una amplia variedad de prácticas contables para los contratos de seguro, reflejando los requerimientos de contabilidad nacionales y variaciones de esos requerimientos. Algunas prácticas anteriores de contabilización de seguros permitidas según la NIIF 4 no reflejaban adecuadamente las situaciones financieras subyacentes verdaderas o el rendimiento financiero de los contratos de seguro.

La NIIF 17 requiere un modelo de medición actual donde las estimaciones se vuelven a medir en cada periodo de reporte. Los contratos se miden utilizando los componentes de:

- Flujos de efectivo ponderados de probabilidad descontados;
- Un ajuste explícito de riesgo, y
- Un margen de servicio contractual (CSM por sus siglas en inglés) que representa la utilidad no ganada del contrato la cual se reconoce como ingreso durante el periodo de cobertura.

La norma permite elegir entre reconocer los cambios en las tasas de descuento en el estado de resultados o directamente en otros resultados integrales. Es probable que la elección refleje cómo las aseguradoras registran sus activos financieros según la NIIF 9.

Se permite un enfoque opcional de asignación de primas simplificado para el pasivo de la cobertura restante para contratos de corta duración, que frecuentemente son ofrecidos por aseguradoras que no otorgan seguros de vida.

Existe una modificación al modelo general de medición denominado “método de comisiones variables” para ciertos contratos de aseguradoras con seguros de vida en los que los asegurados comparten los rendimientos de los elementos subyacentes. Al aplicar el método de comisiones variables, la participación de la entidad en las variaciones del valor razonable de las partidas subyacentes se incluye en el margen de servicio contractual. Por lo tanto, es probable que los resultados de las aseguradoras que utilizan este modelo sean menos volátiles que en el modelo general.

Las nuevas normas afectarán los estados financieros y los indicadores clave de rendimiento de todas las entidades que emiten contratos de seguros o contratos de inversiones con características de participación discrecional.

El Grupo no espera impactos por esta norma, teniendo en cuenta que no ha identificado que desarrolle contratos de seguro, en todo caso se están efectuando análisis detallados.

#### **2.4. Nueva normatividad emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) que aún no ha sido incorporada al marco contable aceptado en Colombia.**

##### Reglas del pilar dos de la OCDE

En diciembre de 2021, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) publicó las reglas del modelo del Pilar Dos (Propuesta Global Anti-Elusión') para reformar la tributación corporativa internacional. Las grandes empresas multinacionales dentro del alcance de las reglas deben calcular su tasa impositiva efectiva para cada jurisdicción donde operan y estarán obligados a pagar un impuesto complementario por la diferencia entre su tasa impositiva efectiva por jurisdicción y la tasa mínima del 15%. En mayo de 2024, el IASB realizó modificaciones de alcance limitado a la NIC 12 que proporcionan un alivio temporal del requisito de reconocer y revelar impuestos diferidos que surjan de la ley tributaria promulgada o sustancialmente promulgada que implementa las reglas modelo del Pilar Dos, incluida la ley tributaria que implementa las reglas calificadas. impuestos internos mínimos complementarios descritos en dichas normas. Las modificaciones exigen que las empresas afectadas revelen:

- Si han aplicado la excepción para reconocer y revelar información sobre activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos sobre la renta del Pilar Dos
- El gasto fiscal actual (si lo hubiera) relacionado con los impuestos sobre la renta del Pilar Dos, y
- Durante el período entre la promulgación de la legislación y que la legislación se vuelva efectiva, información razonablemente estimable de la exposición de la entidad a los impuestos sobre la renta del Pilar Dos. Si esta información no se conoce o no se puede estimar razonablemente, se debe revelar una declaración a tal efecto y sobre el progreso en la evaluación de la exposición.

Estas modificaciones deberían aplicarse de forma inmediata, sujetas a cualquier proceso de endoso local, y de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en Estimaciones Contables y Errores. Las revelaciones sobre la exposición solo se requieren para los períodos de presentación de informes anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2024 sin incluir los informes financieros intermedios.



El Grupo está aplicando desde el año 2023 la reglamentación que introdujo el Gobierno colombiano para la aplicación de una tasa impositiva mínima efectiva del 15%, sin reconocer impuestos diferidos relacionados con dicha tasa al considerar las premisas de esta enmienda que consideraron la complejidad en la determinación de los impactos de los impuestos fundamentados en las normas modelo del Pilar Dos de la OCDE.

#### Enmienda de la NIC 21 - Falta de intercambiabilidad

En agosto de 2023, el IASB modificó la NIC 21 para añadir requisitos que ayuden a las entidades a determinar si una moneda es intercambiable por otra moneda y el tipo de cambio al contado que se debe utilizar cuando no lo es. Antes de estas modificaciones, la NIC 21 establecía el tipo de cambio que se debe utilizar cuando la falta de intercambiabilidad es temporal, pero no lo que se debe hacer cuando la falta de intercambiabilidad no es temporal. Estos nuevos requisitos se deberían aplicar a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite la aplicación anticipada (sujeta a cualquier proceso de aprobación).

#### Enmiendas de la NIIF 9 y la NIIF 7 - Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió modificaciones específicas a las NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar para responder a preguntas recientes que surgen en la práctica, e incluir nuevos requisitos no solo para las instituciones financieras. A continuación, se relacionan las siguientes modificaciones:

- a) Aclaran la fecha de reconocimiento y baja en cuentas de algunos activos y pasivos financieros, con una nueva excepción para algunos pasivos financieros liquidados a través de un sistema de transferencia electrónica de efectivo;
- b) Aclaran y agregan más orientación para evaluar si un activo financiero cumple con el criterio de pagos únicamente de capital e intereses (SPPI);
- c) Agregan nuevas revelaciones para ciertos instrumentos con términos contractuales que pueden cambiar los flujos de efectivo (como algunos instrumentos financieros con características vinculadas al logro de objetivos ambientales, sociales y de gobernanza); y
- d) Actualizan las revelaciones para los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRORI).

Las modificaciones en (b) son más relevantes para las instituciones financieras, pero las modificaciones en (a), (c) y (d) son relevantes para todas las entidades.

Las modificaciones a la NIIF 9 y la NIIF 7 deberían entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después, y se permite la aplicación anticipada sujeta a cualquier proceso de aprobación.

#### NIIF 18 “Presentación y revelación en estados financieros”

Esta es la nueva norma sobre presentación y revelación en estados financieros, que reemplaza a la NIC 1, con cambios fundamentalmente en el estado de resultados.

Los nuevos conceptos clave introducidos en la NIIF 18 se relacionan con:

- la estructura del estado de resultados con subtotales definidos;
- requisito de determinar la estructura resumida más útil para presentar los gastos en el estado de resultados;

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

- revelaciones requeridas en una sola nota dentro de los estados financieros para ciertas medidas de desempeño de ganancias o pérdidas que se informan fuera de los estados financieros de una entidad (es decir, medidas de desempeño definidas por la administración); y
- principios mejorados sobre agregación y desagregación que se aplican a los estados financieros principales y notas en general.

La nueva norma debería entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2027 o después, y se permite la aplicación anticipada.

**NIIF 19 “Subsidiarias sin responsabilidad pública: revelaciones”**

Una subsidiaria elegible aplicará los requisitos de medición y reconocimiento de otras NIIF y podrá aplicar los requisitos de revelación reducidos de esta nueva norma. Los requisitos de revelación reducidos de NIIF 19 equilibran las necesidades de información de los usuarios de los estados financieros de subsidiarias elegibles con ahorros de costos para los preparadores. NIIF 19 es una norma voluntaria para subsidiarias elegibles.

Una subsidiaria es elegible si:

- no tiene responsabilidad pública de reporte; y
- tiene una matriz última o intermedia que elabora estados financieros consolidados de propósito general disponibles para uso público que cumplen con las Normas de Contabilidad NIIF.

La nueva norma es de aplicación voluntaria y debería entrar en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2027 o después, y se permite la aplicación anticipada.

El Grupo está evaluando los posibles impactos de la aplicación de estas nuevas normas y no se prevé la aplicación anticipada.

**Contratos Referidos a la Electricidad Dependiente de la Naturaleza**

Los Contratos Referidos a la Electricidad Dependiente de la Naturaleza modifican la NIIF 9 Instrumentos Financieros y la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar para reflejar con mayor fidelidad los efectos de los contratos referidos a la electricidad dependiente de la naturaleza en los estados financieros de una entidad.

El Grupo no espera impactos por esta norma, teniendo en cuenta que no ha identificado contratos que hubiesen sido suscritos con referencias a la energía dependiente de la naturaleza.

**2.5 Normas del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) – Cambio Climático**

El impacto del cambio climático en los estados financieros es un tema de alto perfil. Los inversores y los reguladores buscan cada vez más evidencia de cómo la entidad ha incorporado los asuntos ESG (Ambiente, Sostenibilidad y Gobierno por su sigla en inglés) y, en particular, los factores de riesgo relacionados con el clima al realizar estimaciones y juicios en la preparación de los estados financieros. El riesgo relacionado con el clima podría incluir impactos de transición, por ejemplo, costos adicionales incurridos por la entidad como resultado de la transición a una economía baja en carbono, o impactos físicos, como daños a los activos como resultado de eventos catastróficos (por ejemplo: inundaciones o incendios).

Las normas contables tienen un requisito general de revelar la información que los usuarios necesitan para comprender el impacto de transacciones, eventos y condiciones particulares en la situación financiera y el rendimiento financiero de la entidad. Por lo tanto, a la luz del enfoque actual y el impacto del cambio climático, las entidades deben asegurarse de haber evaluado el impacto del cambio climático y qué revelaciones son necesarias en este contexto para que los estados financieros cumplan con las NCIF.

**Guía del IASB**

En 2020, la Fundación IFRS emitió material educativo que contiene una lista no exhaustiva de ejemplos sobre cómo el riesgo climático podría afectar los requisitos de medición y divulgación de varios estándares

y los diversos párrafos de esos estándares a los que se puede hacer referencia para determinar cómo incorporar dichos riesgos. El material también analiza la importancia relativa y, aunque no agrega ni cambia los requisitos de las normas, es una guía útil de la que los usuarios y preparadores pueden beneficiarse al preparar y evaluar los estados financieros conforme a las NIIF.

El IASB también ha decidido agregar un proyecto sobre riesgos relacionados con el clima a su agenda. Se están considerando varias áreas que podrían mejorarse, entre ellas:

reducción del umbral para revelar la incertidumbre de la información requerida por la NIC 1 Presentación de Estados Financieros

ampliar los requisitos para el valor en uso cuando se prueba el deterioro del valor de los activos, y

desarrollar orientación adicional sobre la contabilidad de los mecanismos de fijación de precios de los contaminantes.

En abril de 2024, el personal de IASB recomendó desarrollar un proyecto que tiene como objetivo investigar más a fondo las preocupaciones planteadas por los encuestados y las causas subyacentes de esos asuntos y considerar qué acciones de alcance limitado pueden ser necesarias. Hasta que se complete el proyecto, el material educativo de IASB es la principal fuente de orientación según las NIIF para considerar los riesgos relacionados con el clima. Sin embargo, los preparadores deben continuar monitoreando los desarrollos en esta área.

#### Normas del ISSB

En marzo de 2024, el Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (ISSB) publicó sus dos primeras normas:

NIIF S1. Requisitos generales para la divulgación de información financiera relacionada con la sustentabilidad, y

NIIF S2. Información a revelar relacionada con el clima.

La fecha de vigencia de estas normas solo se determinará cuando las autoridades jurisdiccionales emitan y adopten las normas. Sin embargo, se propone permitir la adopción anticipada y también brindan una exención de la divulgación de información comparativa en el año de la adopción.

Las normas requieren que:

La información a revelar sea preparada: (i) al mismo tiempo que los estados financieros anuales; (ii) para la misma entidad que informa los estados financieros, y

En la medida de lo posible, los supuestos utilizados para preparar la información se basen en las mismas bases que los estados financieros.

## 2.6 Estimados y criterios contables

En la preparación de los estados financieros 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 (Ver Nota 3.1.11.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.1.5. y 3.1.6.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.1.7. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.1.1.2.2.).

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

- 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 (Ver Nota 3.1.14.).
- 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, (Ver Nota 3.1.14.).
- Las variaciones en los ingresos y cuentas por cobrar originados de los cambios tarifarios y/o entrada en vigencia de opciones tarifarias y componentes de ajustes en la tarifa de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental principalmente de las centrales y nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.1.9.).
- 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 consolidados de propósito general (Ver Nota 3.1.10).
- Las obligaciones de desmantelamiento cuando existe el requerimiento legal de hacerlo se estiman con base en la vida útil de la central y/o parque.

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros 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 consolidados de propósito general.

## **2.7 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.

## **2.8 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 consolidados de propósito general al método de participación patrimonial - MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

## **2.9 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 libro 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".

## **2.10 Principios de consolidación y combinaciones de negocio**

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

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

Los resultados integrales de las sociedades filiales se incluyen en el estado de resultados integral 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 siguiendo 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.

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”.

## **2.11 Moneda funcional y de presentación**

La moneda funcional de Enel Colombia S.A. E.S.P., es el peso colombiano (COP), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de propósito general 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.

## **2.12 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 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

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

(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 consolidados de propósito general de las subsidiarias centroamericanas se presentan de acuerdo con los siguientes valores (moneda local contra el peso colombiano):

	Al 31 de diciembre de 2025	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$US	\$ 3.757,08	\$ 4.053,14

### **3. Políticas contables**

#### **3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros consolidados**

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros consolidados de propósito general adjuntos han sido las siguientes:

##### **3.1.1 Instrumentos financieros**

###### **3.1.1.1 Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes**

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

###### **3.1.1.2 Activos financieros**

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

###### **3.1.1.2.1 Instrumento de deuda**

Con la aplicación de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018, los activos financieros se clasifican a costo amortizado y a valor razonable.

###### **(a) Activos financieros al costo amortizado**

Un activo financiero se clasifica como medido al “costo amortizado” sólo si los siguientes criterios se cumplen: i) el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y ii) los términos contractuales dan lugar a recibir en fechas específicas los flujos de efectivo, los cuales consideran únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.



**(b) Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral**

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

**(c) Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados**

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

**3.1.1.2.2 Instrumento de patrimonio**

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de los instrumentos de patrimonio, el Grupo puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

**3.1.1.2.3 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura.**

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados consolidado. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como “otras ganancias/pérdidas, neto”. Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

El Grupo designa ciertos derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable).
- Coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o,
- Coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

El Grupo documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. El Grupo además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como

periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

#### **(a) Coberturas de valor razonable**

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como “gastos financieros”, al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados, pero como “otras ganancias/(pérdidas), neto”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

#### **(b) Coberturas de flujos de efectivo**

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como “otras ganancias/(pérdidas), neto”.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los periodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren de este rubro y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como “otras ganancias/(pérdidas), neto”.

#### **(c) Coberturas de inversión neta en el exterior**

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como “otras ganancias/pérdidas, neto”.

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

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados consolidado cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados de propósito general, el Grupo no tiene instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones en el exterior.

**3.1.1.3 Pasivos financieros**

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene el Grupo para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

**3.1.1.3.1 Deudas (Obligaciones financieras)**

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados consolidado durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. Dichos costos se difieren hasta que el préstamo se reciba y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan. Si los costos incurridos son inmateriales, se podrán llevar a resultados en el momento de la emisión de los títulos.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que el Grupo tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados consolidado en el período en el cual se incurren.

**3.1.1.4 Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas**

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados consolidado como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

**3.1.1.5 Cuentas por pagar comerciales**

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

### **3.1.1.6 Reconocimiento y medición**

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, el Grupo valora los activos financieros a su valor razonable; sin embargo, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero afectarán el valor del activo. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados consolidado, dentro de "otras ganancias/(pérdidas)- neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, el Grupo mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

El Grupo debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

### **3.1.1.7 Compensación de instrumentos financieros**

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

### **3.1.1.8 Valores razonables de inversiones**

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) el Grupo establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

### **3.1.2 Concesiones**

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

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

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

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

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

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o.
- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15.

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

La CINIIF 12 establece que el concesionario debe contabilizar los ingresos de actividades ordinarias y los costos relacionados con los servicios de construcción o mejora de acuerdo con la NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes.

De acuerdo con esta norma el ingreso se reconoce en función del avance en la adquisición o construcción de la infraestructura y por ende del reconocimiento del costo. La NIIF 15 plantea que el ingreso se va reconociendo en la medida en que avanza la obra, para ello plantea dos métodos:

- i) Métodos de producto que reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de las mediciones directas del valor para el cliente de los bienes o servicios transferidos hasta la fecha en relación con los bienes o servicios pendientes comprometidos en el contrato.
- ii) Métodos de recurso reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de los esfuerzos o recursos de la entidad para satisfacer la obligación de desempeño (por ejemplo, recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, costos incurridos, tiempo transcurrido u hora de maquinaria utilizada) en relación con los recursos totales esperados para satisfacer dicha obligación de desempeño.

En el caso del contrato vigente entre Bogotá ZE con TMSA, se reconoce el derecho al pago por parte de esta entidad como activo financiero, con base en la estimación del ingreso de actividades ordinarias mediante la aplicación del método del recurso sobre los costos reales de la ejecución del contrato.

Posteriormente el activo financiero se amortizará de acuerdo con los montos facturados a TMSA y se reconocerá el ingreso financiero por la actualización de estos valores.

### **3.1.3 Inventarios**

Las existencias de inventarios incluyen los bienes para venta o consumo interno, sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales, combustibles y certificados de reducción de carbono (CERs).

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros consolidados, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

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

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

En el caso de los CERs el costo inicial está determinado por el valor razonable de los mismos en la fecha de emisión de los certificados el cual es identificable para cada uno de ellos.

El costo de los bienes diferentes a los CERs, se mide de acuerdo con el método “promedio ponderado”, que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales, por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario del Grupo, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se consideran como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que en algunos se materializa como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados del Grupo.

#### **3.1.4 Activos corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas**

El Grupo clasifica como activos corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera consolidado se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos de activos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta” y los pasivos también en una única línea denominada “Pasivos mantenidos para la venta”.

A su vez, el Grupo considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del otro estado de resultado integral consolidado denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”.

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

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados de propósito general el Grupo no tiene actividades discontinuadas.

### 3.1.5 Activos Intangibles

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. El Grupo evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

#### (a) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera consolidado los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

#### (b) Otros activos intangibles

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

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

Promedio de años de vida útil remanente Colombia						
Concepto	2025		2024			
Derechos (*) y servidumbres	30		30			
Costos de desarrollo	7		7			
Licencias	4		4			
Programas informáticos	3		3			

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica								
Concepto	Costa Rica		Panamá			Guatemala		
	2025	2024	2025	2024	2024	2025	2024	2024
Concesiones	6	5	23	24	24	-	-	-
Derechos	3	4	-	-	-	11	-	-

(\*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo tiene registrados para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta. De igual forma en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable a la Central Hidroeléctrica El Quimbo y el Parque Solar El Paso, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que el Grupo ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o parque. (Ver Nota 19).

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

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

### **3.1.6 Propiedades, planta y equipo**

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya incurrido.

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

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales para proyectos nuevos, así como tasas de descuento a utilizar.
- Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

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

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

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

El Grupo, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos. La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre



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

los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

El Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

Promedio de años de vida útil remanente Colombia			
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	28	27	
Torres de medición eólica	1	2	
Estaciones solares	26	22	
Páneles y Miscelaneos	27	27	
Subestaciones	25	25	
Redes de alta tensión	35	34	
Red de baja y media tensión	32	31	
Equipos de medida y telecontrol	20	20	
Edificios	42	45	
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9	
Activos para uso NIIF 16			
<i>Edificios</i>	35	35	
<i>Terrenos</i>	27	27	
<i>Vehículos</i>	1	1	

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica						
Clases de propiedad, planta y equipo	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Plantas y equipos						
Obra civil plantas y equipos	23	24	23	24	36	37
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	9	10	23	24	0	0
Páneles y Miscelaneos	-	-	21	22	-	-
Edificios	33	34	21	19	18	19
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	8	18	16	8	6
Activos para uso NIIF 16						
<i>Edificios</i>	7	8	5	6	7	8
<i>Terrenos</i>	-	-	19	20	27	28
<i>Vehículos</i>	5	6	2	3	3	4

Para los activos de distribución en el 2014 se realizó la apertura de los activos eléctricos como subestaciones, líneas y redes en el sistema contable y se modificaron las vidas útiles remanentes promedio, las cuales se aplicaron a partir del 1 enero de 2015.

El cambio en las vidas útiles corresponde al promedio de cada categoría, el cual puede variar de un año a otro por el efecto de los activos totalmente depreciados.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto por:

- Los que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento, y.

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

- Los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica dado que son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 54 años.

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable a la Central Hidroeléctrica El Quimbo y el Parque Solar El Paso, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que el Grupo ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o parque. (Ver Nota 19).

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

### **3.1.7. Deterioro de los activos**

#### **(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos)**

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

Para cada actividad, los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo independientes por componentes; por lo anterior se toman como Unidades Generadoras de Efectivo UGE cada segmento del Grupo Distribución y Generación. En Centroamérica se define como UGE cada Sociedad.

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, la estimación de los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

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

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

**(b) Activos financieros**

El Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, 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.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el Grupo Enel de la siguiente manera:

*Modelo simplificado colectivo:*

Se aplica para la cartera comercial de la línea de negocio de distribución considerando las siguientes categorías:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial.
- Oficial.
- Alumbrado Público y,
- Otros Negocios (PSVA's).

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Ingles PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

*Modelo simplificado individual:*

Mediante este modelo se realiza un cálculo de manera homogénea, evaluando individualmente a cada una de las contrapartes con las que se tienen transacciones producto de las operaciones comerciales.

Este modelo se aplica a:

- Los clientes de la cartera comercial de la línea de negocio de distribución, que por sus características requieren un análisis individual.
- La categoría de peajes que cuenta con un bajo número de clientes.
- La totalidad de la cartera comercial de la línea de negocio de generación, dado que en este segmento se gestiona por cliente de manera individual.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD

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

especifica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos del Grupo Enel se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos del Grupo Enel se empleará el modelo de Basilea II.

*Modelo general colectivo:*

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el Grupo Enel:

- Administraciones públicas.
- Contrapartes institucionales.
- Préstamos a empleados y
- Otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación del Grupo, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Específicamente para Panamá, la Administración considera que no existe riesgo de crédito para las cuentas por cobrar otras, debido a que la regulación del mercado eléctrico en Panamá establece los mecanismos para mitigar este riesgo, a través de garantías de pago e intereses por atraso. Sin embargo, de identificarse algún saldo con indicativo de incobrabilidad, la Administración registra una provisión para cubrir posibles pérdidas.

### **3.1.8 Arrendamientos.**

La NIIF 16 - Arrendamientos establece criterios específicos para el arrendador y el arrendatario así:

#### **Arrendatario**

La NIIF 16 establece principios de medición, reconocimiento, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios evalúen los siguientes parámetros bajo un modelo único de arrendamiento financiero.

Un contrato contiene un arrendamiento si transfiere el derecho a controlar el activo identificado, a cambio de una contraprestación. Por lo anterior los siguientes parámetros establecen la transferencia de control:

- Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.
- El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.

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

- El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:
- El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
- El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

En caso de no cumplirse los parámetros mencionados anteriormente, los contratos no constituirán un arrendamiento bajo los parámetros establecidos en la NIIF 16.

Si se configura un arrendamiento financiero, el arrendatario debe reconocer al inicio del contrato los activos por derechos de uso y pasivos por arrendamiento financiero.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

- Arrendamientos de activos de “bajo valor”, definido como un valor, menor a USD 5.000.
- Arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos).

En este caso se reconocen en el estado resultados consolidado, y no hay lugar a activos por uso, ni pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento es medido al valor presente de los pagos no cancelables, durante el plazo pactado en el contrato; descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio. Posteriormente, se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Los activos por derecho de uso se miden en el momento inicial al costo, que comprende: i) El pasivo por arrendamiento, ii) los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario y iv) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario por desmantelamiento o restauración del activo.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos.

Se debe reconocer por separado el gasto de intereses, del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación, del activo por derecho de uso. También se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso, excepto las consideraciones que normativamente se pueden reconocer directamente a resultados.

### **Arrendador**

Un arrendador clasifica los arrendamientos como operativos o financieros. Un arrendamiento se clasifica como financiero, cuando se transfieren sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. En caso de que no se transfieran los riesgos y ventajas asociados al activo subyacente, el arrendamiento será considerado como operativo.

### ***Arrendamientos Financieros***

Al inicio del contrato el arrendador reconoce los activos que tiene en arrendamiento y los presenta como una cuenta por cobrar por un valor igual a la inversión neta del arrendamiento.

Cuando un arrendador es fabricante o distribuidor reconoce los ingresos de actividades ordinarias por el valor razonable de los activos subyacentes entregados en arrendamiento descontados a una tasa de interés de mercado. De igual forma reconoce el costo de ventas por el costo o el valor en libros si es distinto del activo subyacente.

### ***Arrendamientos Operativos***

El arrendador reconoce los ingresos de forma lineal por los pagos recibidos correspondientes al arrendamiento de los activos subyacentes.

Los activos subyacentes sujetos para arrendar se reflejan en el estado de situación financiera consolidado, de acuerdo con la naturaleza de los activos subyacentes.

#### **3.1.9 Provisiones, pasivos y activos contingentes.**

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera consolidado como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros consolidados, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, el Grupo incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación del área jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros consolidados.

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya existencia está sujeta a la ocurrencia o no de eventos futuros que no se encuentran enteramente bajo el control del Grupo, u obligaciones presentes que surgen de eventos pasados de los cuales no se puede estimar de forma fiable la cuantía de la obligación, o no es probable que tenga lugar una salida de recursos para su cancelación. Los pasivos contingentes no son registrados en los estados financieros consolidados, pero se revelan en notas a los estados financieros consolidado, excepto por los que sean individualmente incluidos en el informe de precios de compra, realizado en una combinación de negocios, cuyo valor razonable pueda ser determinado de forma confiable.

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control del Grupo. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros consolidados.

El Grupo se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

### **3.1.10 Impuestos**

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo del Grupo, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera el Grupo.

#### **3.1.10.1 Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido.**

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende el impuesto sobre la renta y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tarifa vigente al cierre del año, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

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

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

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

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

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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

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

### **3.1.10.2 Impuesto de Industria y Comercio**

A partir del año gravable 2023, en aplicación de Ley 2277 de 2022, el gasto por el impuesto de Industria y Comercio en la determinación de la renta líquida solo puede tratarse como deducción y contablemente reconocerse como gasto.

### **3.1.11. Beneficios a empleados.**

#### **(a) Pensiones:**

El Grupo tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, el Grupo registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros consolidados, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. El Grupo no posee activos afectos a estos planes.

#### **(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral:**

El Grupo otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese 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 o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y 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.

El Grupo implementa planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contemplan rentas temporales para los empleados que se acojan a los mismos y que les falte el tiempo que estipula el plan para tener derecho a la pensión por vejez. El beneficio consiste en el pago de una renta temporal por el tiempo establecido en el acta según lineamientos del plan; el valor de la renta se pagará sobre el salario promedio de cada trabajador a la fecha de retiro. Estos pagos se harán mediante los recursos colocados por el Grupo en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le da el



tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad del Grupo suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes.

La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

**(c) Beneficios de largo plazo:**

El Grupo reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. 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 anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

**(d) Beneficios por créditos a empleados:**

El Grupo concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando 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, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizado reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

**3.1.12 Estimación del valor razonable**

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

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

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

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

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

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

**Nivel 3:** Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

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

Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso; para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio del Grupo.

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

### **3.1.13 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

El Grupo presenta en su Estado de Situación Financiera consolidado los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones del Grupo o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que el Grupo espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

### **3.1.14 Reconocimiento de Ingresos**

El Grupo aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapas 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapas 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapas 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes contempla lo siguiente:

#### **(a) Enfoque de cartera:**

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes el Grupo aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

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

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

**(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:**

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

**(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo con el patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- A lo largo del tiempo.
- En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que el Grupo los realiza.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. El Grupo tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño. La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

**(d) Contraprestaciones variables:**

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, el Grupo estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

**(e) Contratos con modificaciones:**

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

**(f) Consideración como principal o agente:**

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso de que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con

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

los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando el Grupo controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; el Grupo actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

**Costos del contrato:**

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

**Activos y pasivos contractuales:**

El Grupo reconocerá un activo y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene el Grupo a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.

Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene el Grupo de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que el Grupo ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

**3.1.15 Ingresos y costos financieros**

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

**3.1.16 Reconocimiento de costos y gastos**

El Grupo reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Se capitalizan como construcciones en curso: los costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, los costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y los costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

**3.1.17 Capital social**

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

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

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

### **3.1.18 Reservas**

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a el Grupo es la siguiente:

El Código de Comercio exige a el Grupo apropiar el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación del Grupo, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

### **3.1.19 Utilidad por acción**

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas del Grupo y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, a partir de la fusión de Enel Colombia S.A. E.S.P., no se cuenta con acciones con dividendo preferente.

### **3.1.20 Distribución de dividendos**

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de utilidades presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General de Accionistas. El pago del dividendo se hará efectivo, en las fechas que acuerde la Asamblea General de Accionistas al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista en el momento de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General de Accionistas.

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor valor del “patrimonio total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva del Grupo y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

Panamá y Costa Rica se enmarcan en la generalidad descrita previamente.

En Guatemala, el Decreto 10-2012 Ley de actualización tributaria en Guatemala, establece que, una vez efectuada la reserva legal del 5%, se podrá distribuir a los accionistas las utilidades acumuladas fiscales en

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

quetzales, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago. Este pago estará sujeto a una retención del 5% en el momento que se realice el pago o acreditamiento.

### 3.1.21 Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

El Grupo para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con dos segmentos: Distribución y Generación asociados al negocio de energía; sin embargo, el Grupo desarrolla otras actividades como la comercialización de gas, emisión y comercialización de bonos de carbono, alquiler de infraestructura de alumbrado público y otros negocios que no se consideran como segmentos independientes, teniendo en cuenta que son involucrados en la toma de decisiones de la dirección, dentro de los segmentos mencionados dado que tienen aspectos en común como el grupo de clientes a quien va dirigido.

De acuerdo con la ubicación geográfica se desarrollan actividades en Colombia y Centroamérica en los países de Panamá, Costa Rica y Guatemala.

## 4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos en bancos	\$ 911.378.196	\$ 1.116.753.646
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (*)	162.546.351	146.527.197
Depósitos (**)	76.726.864	-
Efectivo en caja	50.242	66.441
	<b>\$ 1.150.701.653</b>	<b>\$ 1.263.347.284</b>

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 diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pesos Colombianos	\$ 784.556.714	\$ 889.610.342
Dólares Americanos	329.380.890	346.196.289
Colón Costarricense	32.914.423	17.143.877
Quetzal Guatemalteco	3.849.626	10.396.776
	<b>\$ 1.150.701.653</b>	<b>\$ 1.263.347.284</b>

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de \$3.757,08 y \$4.409,15 por US\$1, respectivamente.

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

**Colombia**

En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución del efectivo y equivalentes del efectivo por \$(111.505.540), está dado por: recaudo por \$14.662.372.913; pagos a proveedores por \$(10.829.000.243), toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda por \$(1.110.359.445), pago de dividendos por \$(2.062.529.142), pago de impuestos a las ganancias por \$(921.518.651) y otros por \$149.529.028.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución del saldo de bancos y equivalentes al efectivo por \$(459.242) corresponde a recaudo de facturación de energía por \$154.202.597, pagos realizados por compras de bienes y servicios por \$(151.054.811) y otros por \$(3.607.028).

**Centroamérica**

En Centroamérica el saldo al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es por \$363.142.542 y \$363.823.391, respectivamente; la disminución por \$(680.849), corresponde a cobros procedentes de ventas de energía por \$1.258.560.656, pagos a proveedores por \$(601.356.747), pago de préstamos a la compañía Enel Finance International S.R.L. por \$(131.475.580), pago de impuesto a las ganancias por \$(123.637.989) y otros por \$(402.771.189).

(\*) 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 aumento de diciembre 2025 versus diciembre 2024 se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

(\*\*) 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
Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A.	\$ 38.551.398	15/12/2025	16/01/2026	30	3,90%
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	38.175.466	15/12/2025	16/01/2026	30	4,21%
	<u>\$ 76.726.864</u>				

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 & Poor's, Fitch Rating).

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

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$449.625 y \$32.628; respectivamente.

Se pagaron dividendos a Enel Colombia S.A. E.S.P. por parte de las siguientes compañías de Centroamérica, así:

Sociedad	Dividendos 2025 USD	Retención	Total pagado	Mes de pago	Año que generó utilidad
Renovables de Guatemala S.A.	9.999.999,00	499.999,95	9.499.999,05	Mayo	2016-2017-2018
Renovables de Guatemala S.A.	9.999.999,50	499.999,98	9.499.999,53	Octubre	2021-2022
Generadora de Occidente Ltda.	9.918.997,10	495.949,86	9.423.047,25	Octubre	2016-2017-2018- 2022-2023
Tecnoguat S.A.	300.000,00	15.000,00	285.000,00	Noviembre	2024
Renovables de Guatemala S.A.	4.999.999,75	249.999,99	4.749.999,76	Noviembre	2021-2022
	<u>35.218.995,35</u>	<u>1.760.949,8</u>	<u>33.458.045,6</u>		

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

Nota: Los valores se presentan en la moneda origen del decreto de dividendos (USD).

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre 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 diciembre 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	\$ 2.620.644.000	\$ (2.840.389.783)	\$ 2.702.141	\$ 837.501.791	\$ -	\$ -	\$ 8.715.623.248
Bonos	1.745.170.339	-	(890.613.662)	(571.492)	127.501.256	-	-	981.486.441
Pasivos por arrendamientos	300.478.070	-	(83.503.500)	1.877.015	33.135.654	77.762.683	-	329.749.922
Préstamos vinculados	251.005.943	-	(131.711.578)	(38.158.103)	13.560.551	-	-	94.696.813
Instrumentos derivados	2.832.573	28.622.349	-	(44.218.529)	-	-	20.679.840	7.916.233
Otros	4.170	-	-	(4.170)	-	-	-	-
<b>Total pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 10.394.656.194</b>	<b>\$ 2.649.266.349</b>	<b>\$ (3.946.218.523)</b>	<b>\$ (78.373.138)</b>	<b>\$ 1.011.699.252</b>	<b>\$ 77.762.683</b>	<b>\$ 20.679.840</b>	<b>\$ 10.129.472.657</b>

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de diciembre 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	\$ 2.985.574.000	\$ (2.390.028.797)	\$ 3.152.531	\$ 861.167.683	\$ -	\$ -	\$ 8.095.165.099
Bonos	2.450.471.339	-	(894.303.809)	91.703	188.911.106	-	-	1.745.170.339
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(78.573.394)	5.701.634	27.446.334	75.527.466	-	300.478.070
Préstamos vinculados	269.536.156	-	(70.969.679)	52.439.466	-	-	-	251.005.943
Instrumentos derivados	78.183.734	25.384.679	-	(43.247.125)	-	-	(57.488.715)	2.832.573
Otros	-	4.170	-	-	-	-	-	4.170
<b>Total pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 9.703.866.941</b>	<b>\$ 3.010.962.849</b>	<b>\$ (3.433.875.679)</b>	<b>\$ 18.138.209</b>	<b>\$ 1.077.525.123</b>	<b>\$ 75.527.466</b>	<b>\$ (57.488.715)</b>	<b>\$ 10.394.656.194</b>

## 5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 54.565.529	\$ -	\$ 19.429.873	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	54.566.033	-	19.430.133	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(504)	-	(260)	-
Embargos judiciales	29.173.682	-	2.545.921	-
<i>Embargos judiciales (2)</i>	29.269.878	-	2.552.121	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(96.196)	-	(6.200)	-
Instrumentos derivados de cobertura (3)	24.540.814	-	50.385.716	18.716.231
Otros activos (4)	2.736.347	313.691.199	6.089.543	378.564.608
Garantías mercados derivados energéticos (5)	352.108	-	(163.460)	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	46.148	-	163.700
<b>Total</b>	<b>\$ 111.368.480</b>	<b>\$ 313.737.347</b>	<b>\$ 78.287.593</b>	<b>\$ 397.444.539</b>

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

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

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Fideicomiso Alianza_Guacamayas (a)	\$ 23.310.130	\$ -
Fideicomiso BBVA_PtarSibate (b)	11.200.912	-
Fideicomiso Fiduprevisoría Huila	8.196.168	8.089.178
Fideicomiso Popular_Mesitas (c)	4.623.907	-
Fideicomiso Fiduprevisoría Maicao-Guajira	1.818.119	1.396.142
Fideicomiso BBVA Embalse Muña	1.520.958	1.500.197
Fideicomiso BBVA Embalse Tominé	1.372.875	5.216.596
Fideicomiso Fiduprevisoría Quimbo	748.083	1.887.302
Fideicomiso Aval Proyecto ZOMAC	573.066	551.014
Fideicomiso Aval_Silvania	358.604	338.923
Fideicomiso Fiduprevisoría Vía Perimetral Quimbo	252.764	251.308
Fideicomiso Popular_Interv Medina (d)	227.674	-
Fideicomiso Popular_Grcia Silvania (e)	190.749	-
Fideicomiso Popular_Paratebueno	172.024	199.473
<b>Total</b>	<b>\$ 54.566.033</b>	<b>\$ 19.430.133</b>



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

Durante el año 2025 se ha realizado apertura de los siguientes negocios Fiduciarios, los cuales se ejecutan desde el negocio de generación para los proyectos de obras por impuestos:

- (a) El 29 de mayo de 2025 se suscribió el Fidecomiso de Alianza Fiduciaria bajo la figura de obras por impuestos para la rehabilitación vial de Guacamayas, Huila.
- (b) En septiembre de 2025 se hace registro del Fideicomiso BBVA Ptar Sibaté, para la administración y pago de las obras.
- (c) El 20 de junio de 2025 se constituye con Fidupopular el Patrimonio autónomo de administración de Enel Colombia S.A. E.S.P., para pago al municipio de Mesitas del Colegio.
- (d) En septiembre de 2025 se suscribió el Fideicomiso Fidupopular Medina bajo la figura de obras por impuestos para el pago de la interventoría del Convenio OXI-722-Medina.
- (e) En septiembre de 2025 se suscribió el Fideicomiso Fidupopular Sylvania bajo la figura de obras por impuestos para la dotación de equipos tecnológicos al Municipio de Sylvania.

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) Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo tenía \$2.552.121 en depósitos judiciales como garantía de 49 procesos judiciales. Durante el año 2025 hubo reintegro sobre 16 procesos, por valor de \$(22.175.490) y se realizaron pagos por \$48.893.247, que origina un saldo al 31 de diciembre de 2025 de \$29.269.878 para un total de 45 procesos.

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

Entidad	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
BBVA Colombia S.A.	\$ 17.871.442	\$ 18.701.442
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	7.523.742	2.119.321
Bancolombia S.A.	5.885.564	1.158.232
Scotiabank Colpatria S.A.	3.294.429	687.724
Banco de Bogotá S.A.	1.293.838	1.283.567
Citibank Colombia S.A.	1.013.915	2.461
GNB Sudameris S.A.	123.913	-
Banco Agrario de Colombia S.A.	13.884	13.884
Banco AV Villas S.A.	10.255	12.499
Banco Davivienda S.A.	7.123	1.979
Banco Caja Social S.A.	4.336	4.336
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
Banco de Occidente S.A.	-	2.371.000
Banco Santander Colombia S.A.	-	3.406
	<b>\$ 37.043.243</b>	<b>\$ 26.360.653</b>

**Reintegro del Juzgado**

Entidad	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	\$ (4.466.361)	\$ (2.000.000)
Scotiabank Colpatria S.A.	(2.155.976)	(427.905)
Banco de Bogotá S.A.	(786.531)	(786.531)
BBVA Colombia S.A.	(324.283)	(17.591.764)
Citibank Colombia S.A.	(40.214)	-
Banco de Occidente S.A.	-	(1.919.000)
Bancolombia S.A.	-	(1.083.332)
Subtotal reintegro	<b>\$ (7.773.365)</b>	<b>\$ (23.808.532)</b>
<b>Neto total</b>	<b>\$ 29.269.878</b>	<b>\$ 2.552.121</b>

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

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 tiene constituido quince (15) 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
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	10/10/2026	1.211.157.000	COP	IBR 3M	\$ 15.543.354
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	7.149.351
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/2/2026	14.212.841	USD	3.732,00	711.338
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	5.674.520	USD	3.796,48	224.592
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/3/2026	4.463.159	USD	3.813,48	188.867
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	3.394.071	USD	3.796,48	134.334
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/2/2026	2.213.213	USD	3.732,00	110.769
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	5.370.805	USD	3.783,98	98.287
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	4.446.401	USD	3.783,98	81.370
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	28/5/2026	1.500.000	USD	3.859,23	79.586
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/3/2026	1.830.933	USD	3.813,48	77.479
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	1.647.087	USD	3.796,48	65.190
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	1.601.295	USD	3.783,98	29.304
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	877.207	USD	3.783,98	16.053
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	22/1/2026	2.642.510	USD	3.779,98	15.132
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	744.605	USD	3.783,98	13.626
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg bank	Cash Flow Hedge	29/1/2026	240.734	EUR	4.461,64	2.182
<b>Total valoración</b>								<b>\$ 24.540.814</b>

Al 31 de diciembre de 2024 tenía constituido veintinueve (29) 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
<b>Total valoración</b>								<b>\$ 50.385.716</b>	<b>\$ 18.716.231</b>

- (4) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen \$2.358.847 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 diciembre de 2025 y 2024, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$314.068.699 y \$378.642.319, respectivamente; que corresponden a:

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

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$47.303,92 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.

- 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 diciembre de 2025 es de US \$34.895,19.

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 diciembre 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 \$4.862.538.

Durante el tercer trimestre de 2025 se firmó la adenda número 3 con Cobasol S.A. y se otorgaron 513 mil dólares por concepto de exclusividad.

(5) El incremento corresponde a la liquidación de energía real por trading. Durante el cuarto trimestre de 2025, dichas operaciones generaron un efecto positivo en el resultado.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5,00%	\$ 39.257	\$ 155.981
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.891	7.719
				<b>\$ 46.148</b>	<b>\$ 163.700</b>

## 6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 128.569.991	\$ 1.916.110	\$ 104.511.255	\$ 2.403.991
Cuentas por cobrar otros impuestos (2)	34.627.914	41.067.518	28.084.288	60.718.405
Beneficios a empleados por préstamos (3)	2.356.473	43.122.655	3.440.979	39.156.228
Gastos pagados por anticipado (4)	1.425.283	23.421	2.623.009	34.996
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	185.459.631	-	193.110.332
Otras cuentas por cobrar	-	506.905	-	578.378
	<b>\$ 166.979.661</b>	<b>\$ 272.096.240</b>	<b>\$ 138.659.531</b>	<b>\$ 296.002.330</b>

(1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P., los anticipos corrientes corresponden a recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$54.263.816 (\$51.021.899 en 2024), Promoambiental Distrito S.A.S. E.S.P. por \$13.220.838, Savino del Bene Colombia S.A.S. por \$9.860.111 (\$2.863.781 en 2024), Ciudad Limpia Bogotá S.A. E.S.P. por \$9.762.127, Área Limpia Distrito Capital S.A.S. E.S.P. por \$9.699.069, Banco Av Villas S.A. por \$4.361.140 (\$4.377.311 en 2024) y anticipo a otros proveedores por \$1.689.747 (\$5.619.056 en 2024).

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

El saldo del no corriente, al 31 de diciembre de 2024, por \$155.325 correspondía 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 al 31 de diciembre de 2025 y 2024 por \$480.760 y \$849.113, respectivamente; está conformado por los recursos depositados en la cuenta de XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$264.500 y anticipos realizados a operadores de red para el transporte de energía como Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. por \$47.853, Empresa de Energía de Pereira S A E.S.P. por \$35.456, Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. por \$34.420, Celsia Colombia S.A. E.S.P. por \$23.889 entre otros por \$74.642.

**Centroamérica**

**Guatemala:** El saldo al 31 de diciembre de 2025 y 2024 por \$20.768.289 y \$34.318.316, corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (ventas mercado spot) por \$16.121.631 de acuerdo con la demanda generada en el periodo; anticipo por regalías a Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$1.784.613 y Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$1.784.613; Soiltec S.A. por \$612.404 y otros proveedores por \$465.028.

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 por \$4.407.076 y \$5.455.368 en el corriente, corresponde a Enel Panamá CAM S.R.L. a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$3.972.248, Ente Operador Regional por \$411.964, y a otros proveedores por \$22.864; y el no corriente incluye anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por \$1.916.110 (\$2.248.666 en 2024).

**Costa Rica:** Corresponde a los anticipos generados para el funcionamiento de la compañía P.H Chucas S.A. en la Municipalidad de Alajuela por \$45.010 (\$6.411 en 2024) Municipalidad Escazu por \$10.971 y otros proveedores por \$1.037.

- (2) En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a las retenciones a favor por concepto de IVA por \$1.725 (\$2.605 en 2024).

**Centroamérica**

**Guatemala:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el periodo 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 \$71.512.640 y \$83.706.601, respectivamente.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA por \$2.673.613 y \$3.537.857, respectivamente; se presenta una disminución asociada a recuperaciones de IVA durante lo corrido del año.

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde al IVA descontable por \$1.507.454 y \$1.343.856, respectivamente.

- (3) 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.
- (4) Al 31 de diciembre de 2025, en Enel Colombia S.A. E.S.P. el saldo por \$302.110 y para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a la póliza de seguro con Liberty Seguros S.A. sobre contrato de compra de energía con Isagen S.A. E.S.P. por \$8.188; en el no corriente por \$23.421 corresponde al VPN sobre los créditos de empleados por préstamo de vehículo.

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

**Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil de Enel Fortuna S.A. por \$898.359 al 31 de diciembre 2025 y por \$2.078.970 al 31 de diciembre 2024.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$216.626 y \$99.149 respectivamente.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución 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 diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales bruto (1)	\$ 2.128.322.595	\$ 10.792.873	\$ 2.357.744.894	\$ 11.550.338
Otras cuentas por cobrar bruto (2)	112.687.089	202.109.739	109.285.451	73.747.871
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>2.241.009.684</b>	<b>212.902.612</b>	<b>2.467.030.345</b>	<b>85.298.209</b>
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(348.307.910)	(10.792.873)	(283.885.812)	(11.550.338)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(18.634.326)	(15.039.446)	(12.217.216)	(18.550.392)
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$ 1.874.067.448</b>	<b>\$ 187.070.293</b>	<b>\$ 2.170.927.317</b>	<b>\$ 55.197.479</b>

- (1) Al 31 de diciembre de 2025, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente	Cartera no corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días		
<b>Cartera de energía</b>						
<b>Cartera no convenida</b>	<b>\$1.343.478.169</b>	<b>\$143.699.121</b>	<b>\$75.391.000</b>	<b>\$291.298.096</b>	<b>\$1.853.866.386</b>	<b>\$ -</b>
Cientes masivos	678.692.568	25.321.435	9.837.858	48.398.607	762.250.468	-
Grandes clientes	385.986.045	82.975.658	50.911.445	153.506.931	673.380.079	-
Cientes institucionales	69.156.149	34.896.113	14.544.920	86.481.285	205.078.467	-
Otros	209.643.407	505.915	96.777	2.911.273	213.157.372	-
<b>Cartera convenida (a)</b>	<b>69.065.648</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>69.065.648</b>	<b>2.932.376</b>
Cientes masivos	16.869.474	-	-	-	16.869.474	716.241
Grandes clientes	30.974.709	-	-	-	30.974.709	1.315.118
Cientes institucionales	21.221.465	-	-	-	21.221.465	901.017
<b>Cartera de energía, bruto</b>	<b>1.412.543.817</b>	<b>143.699.121</b>	<b>75.391.000</b>	<b>291.298.096</b>	<b>1.922.932.034</b>	<b>2.932.376</b>
Deterioro cartera de energía	(21.373.208)	(35.130.414)	(25.384.871)	(187.333.187)	(269.221.680)	(414.787)
<b>Cartera de energía, neto</b>	<b>1.391.170.609</b>	<b>108.568.707</b>	<b>50.006.129</b>	<b>103.964.909</b>	<b>1.653.710.354</b>	<b>2.517.589</b>
<b>Cartera de negocios complementarios y otros (b)</b>						
Cientes masivos	23.724.782	2.565.436	619.661	45.424.985	72.334.864	5.671.510
Grandes clientes	63.050.766	3.925.389	663.579	20.512.051	88.151.785	2.188.987
Cientes institucionales	17.349.472	5.497.015	6.325.200	15.732.225	44.903.912	-
<b>Cartera de negocios complementarios, bruto</b>	<b>104.125.020</b>	<b>11.987.840</b>	<b>7.608.440</b>	<b>81.669.261</b>	<b>205.390.561</b>	<b>7.860.497</b>
Deterioro cartera negocios complementarios	(28.564.870)	(3.455.450)	(3.166.785)	(43.899.125)	(79.086.230)	(10.378.086)
<b>Cartera de negocios complementarios, neto</b>	<b>75.560.150</b>	<b>8.532.390</b>	<b>4.441.655</b>	<b>37.770.136</b>	<b>126.304.331</b>	<b>(2.517.589)</b>
<b>Total cuentas comerciales, bruto</b>	<b>1.516.668.837</b>	<b>155.686.961</b>	<b>82.999.440</b>	<b>372.967.357</b>	<b>2.128.322.595</b>	<b>10.792.873</b>
Deterioro cuentas comerciales	(49.938.078)	(38.585.864)	(28.551.656)	(231.232.312)	(348.307.910)	(10.792.873)
<b>Total cuentas comerciales, neto</b>	<b>\$1.466.730.759</b>	<b>\$117.101.097</b>	<b>\$54.447.784</b>	<b>\$141.735.045</b>	<b>\$1.780.014.685</b>	<b>\$ -</b>

Al 31 de diciembre de 2024, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

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

	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
<b>Cartera de energía</b>						
<b>Cartera no convenida</b>	<b>\$1.741.333.274</b>	<b>\$134.567.078</b>	<b>\$58.774.597</b>	<b>\$178.519.901</b>	<b>\$2.113.194.850</b>	<b>\$ -</b>
Cientes masivos	953.269.076	31.540.586	11.394.610	41.018.029	1.037.222.301	-
Grandes clientes	459.872.897	77.413.265	36.328.194	77.833.431	651.447.787	-
Cientes institucionales	57.660.983	25.050.692	11.051.793	56.755.708	150.519.176	-
Otros	270.530.318	562.535	-	2.912.733	274.005.586	-
<b>Cartera convenida (a)</b>	<b>62.894.422</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>62.894.422</b>	<b>3.020.453</b>
Cientes masivos	15.362.135	-	-	-	15.362.135	134.649
Grandes clientes	28.207.024	-	-	-	28.207.024	370.834
Cientes institucionales	19.325.263	-	-	-	19.325.263	2.514.970
<b>Cartera de energía, bruto</b>	<b>1.804.227.696</b>	<b>134.567.078</b>	<b>58.774.597</b>	<b>178.519.901</b>	<b>2.176.089.272</b>	<b>3.020.453</b>
Deterioro cartera de energía	(21.106.222)	(43.314.308)	(44.565.441)	(100.087.124)	(209.073.095)	(3.020.453)
<b>Cartera de energía, neto</b>	<b>1.783.121.474</b>	<b>91.252.770</b>	<b>14.209.156</b>	<b>78.432.777</b>	<b>1.967.016.177</b>	<b>-</b>
<b>Cartera de negocios complementarios y otros (b)</b>						
Cientes masivos	39.193.346	2.753.083	3.302.181	10.502.389	55.750.999	6.154.487
Grandes clientes	51.337.873	3.401.681	3.346.100	18.229.867	76.315.521	2.375.398
Cientes institucionales	10.010.868	5.459.032	5.711.261	28.407.941	49.589.102	-
<b>Cartera de negocios complementarios, bruto</b>	<b>100.542.087</b>	<b>11.613.796</b>	<b>12.359.542</b>	<b>57.140.197</b>	<b>181.655.622</b>	<b>8.529.885</b>
Deterioro cartera negocios complementarios	(20.214.500)	(4.716.721)	(7.388.708)	(42.492.788)	(74.812.717)	(8.529.885)
<b>Cartera de negocios complementarios, neto</b>	<b>80.327.587</b>	<b>6.897.075</b>	<b>4.970.834</b>	<b>14.647.409</b>	<b>106.842.905</b>	<b>-</b>
<b>Total cuentas comerciales, bruto</b>	<b>1.904.769.783</b>	<b>146.180.874</b>	<b>71.134.139</b>	<b>235.660.098</b>	<b>2.357.744.894</b>	<b>11.550.338</b>
Deterioro cuentas comerciales	(41.320.722)	(48.031.029)	(51.954.149)	(142.579.912)	(283.885.812)	(11.550.338)
<b>Total cuentas comerciales, neto</b>	<b>\$1.863.449.061</b>	<b>\$98.149.845</b>	<b>\$19.179.990</b>	<b>\$93.080.186</b>	<b>\$2.073.859.082</b>	<b>\$ -</b>

(a) La cartera convenida corresponde a convenios entre la Enel Colombia S.A. E.S.P. y los clientes para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; estos convenios aplican a los clientes que soliciten financiación por conceptos de consumos de energía en mora o en riesgo de no pago.

(b) La cartera de negocios complementarios corresponde a convenios entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los clientes para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; que soliciten financiación por conceptos instalaciones, adecuaciones, multas por pérdidas y demás servicios que preste Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.446.780.935 y \$1.615.035.930, que corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.021.359.709 y \$1.002.355.133, trabajos a particulares por \$73.769.286 y \$188.585.425; cartera de esquemas regulatorios por \$78.224.003 y \$147.249.976; cartera de alumbrado público por \$83.247.640 y \$65.269.995; y cartera de infraestructura por \$10.268.144 y \$9.160.787.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan una disminución en trabajos a particulares por \$(114.816.139); en la cartera de esquemas regulatorios por \$(69.025.973) (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).

Adicionalmente, incremento respecto a diciembre de 2024 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$19.004.576 (aumento en estimados en cada una de las categorías); aumento en la cartera de alumbrado público por \$17.977.645 e incrementos cartera de infraestructura por \$1.107.357.

Al 31 de diciembre 2025 y 2024 las cuentas por cobrar del negocio de generación corresponden a \$503.213.706 y \$531.505.990, respectivamente y se encuentran compuestas respectivamente por: clientes del mercado mayorista, con una cartera estimada de \$237.929.087 y \$224.033.544; facturada por \$36.714.045 y \$31.652.252; también por clientes del mercado no regulado con una cartera estimada por \$187.832.285 y \$224.010.882; facturada por \$20.479.860 y \$37.371.472.

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

Adicionalmente, cartera de gas por \$4.929.527 y \$6.151.217; otros por \$15.328.902 y \$8.286.623; a diciembre de 2025, compuestos principalmente por la cartera del cliente AIR-E S.A.S. E.S.P. la cual está catalogada como de difícil recaudo y está deteriorada al 100% por \$12.220.162.

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

- Reducción del estimado no regulado por \$(36.178.597) y de la cartera factura por \$(16.891.612), lo cual es generado por disminución en la cantidad de energía vendida por (5,7) Gwh (380,90 Gwh en diciembre de 2025 versus 386,6 Gwh en diciembre de 2024) y por disminución en la tarifa de \$(80,88)/Kwh (tarifa ponderada de diciembre 2025 de \$296,33/Kwh versus tarifa ponderada diciembre 2024 de \$377,21/Kwh).
- Incremento en los estimados del mercado mayorista por \$13.895.543 y en la cartera facturada por \$5.061.793; lo cual es generado por mayor cantidad de energía vendida por 78,17 Gwh (824,05 Gwh a diciembre de 2025 versus 745,88 Gwh a diciembre de 2024) y por cambio de contratos; adicionalmente, con un menor impacto, se presenta disminución en el precio ponderado de \$(30,27)/Kwh, tarifa ponderada de septiembre 2025 \$288,73/ Kwh versus tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$319/Kwh (incluidos subasta y contratos excedentes).

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$730.203 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 X Colombia S.A.S. E.S.P.**

Las cuentas comerciales corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por \$9.324.689 y \$10.818.711; y energía facturada por \$582.892 y \$366.120, respectivamente; los principales clientes a 2025 son Inversiones Int Colombia S.A.S. por \$590.862, Crepes y Waffles S.A. por \$432.213 e Inversiones en Recreación, Deporte y Salud S.A. por \$293.389.

Esta cartera estimada se encuentra distribuida en industrial por \$4.699.918 (\$4.468.597 en 2024), comercial por \$4.610.147 (\$6.350.114 en 2024) y residencial por \$14.624.

**Centroamérica:**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por \$102.182.752 y \$120.159.379; y clientes por ventas de energía por \$66.237.621 y \$79.858.764.

Por país los saldos ascienden a:

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2025, energía facturada por \$57.506.167 y \$67.746.822; y una cartera estimada por \$67.183.756 y \$78.354.436; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos en 2025: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET) por \$37.190.236, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriqui S.A. (EDECHI) por \$5.674.536, Energía, Desarrollo y Consultoría S.A. de C.V. (EDECSA) por \$3.897.147, Elektra Noreste S.A. (ENSA) por \$2.344.009

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

**Guatemala:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, una cartera estimada por \$26.844.796 y \$30.233.145 y energía facturada por \$8.731.454 y \$12.111.942, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos en 2025: Energía, Desarrollo y Consultoría S.A. de C.V. (EDECSA) por \$4.783.364, Industria La Popular, S.A por \$1.466.576 y Alimentos Ideal S.A. por \$733.570.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025, cartera estimada por \$8.154.200 (\$11.571.798 en 2024) con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 31 de diciembre de 2025 y 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 \$18.344.438 y \$17.331.971, respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 5%, 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
Consalt International	\$ 14.841.396
Tozzi Latam Colombia S.A.S.	7.351.075
Consorcio Energía Solar	5.240.348
Ministerio de Hacienda y Crédito	4.491.981
Electrónica Santerno S.p.A.	3.277.854
Montajes de Ingeniería S.A.	3.056.165
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	2.970.766
Cenercol S.A.	2.011.317
Concesión Autopista Bogotá	1.874.122
Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	1.435.244
Chint Electric CO., LTD	1.335.017
Otros	46.013.357
<b>Total</b>	<b>\$ 93.898.642</b>

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponden a:

- Transacción de venta del proyecto Windpeshi a Ecopetrol S.A. por \$126.088.542; la cual se protocolizó el 7 de julio de 2025 con tasa de cambio negociada de \$3.974,37; en la misma fecha de venta se recibieron USD 15 millones, quedando saldo por cobrar de USD 45 millones pagaderos en enero de 2027 y septiembre de 2029; en este saldo se incluye el cálculo del valor presente neto y el efecto de la diferencia en cambio.
- Cuentas por cobrar empleados: Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, cartera de empleados por \$56.672.419 y \$47.815.128, respectivamente; cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$13.481.875 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, y amortizándolos durante la vida del préstamo.
- 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



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

\$209.196 (\$375.469 en 2024) y a cartera de empleados por \$91.286 (\$68.208 en 2024) en el corriente y \$111.897 (\$133.068 en 2024) en el no corriente.

**Centroamérica:**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$143.527 y \$260.430, respectivamente; las cuales corresponden a Globyte S.A. por reembolso de gastos de seguro por \$124.267 y a cuentas por cobrar a empleados por \$19.260.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de \$3.361.392 y \$10.622.020, las cuales corresponden principalmente a:

Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.287.981 (\$3.624.900 en 2024), 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 por la entidad a el Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

La disminución obedece a que al 31 de diciembre de 2025 cambio la probabilidad de ganar el caso ante la autoridad fiscal sobre el reconocimiento que se había realizado en 2024 en Guatemala en la compañía Renovables de Guatemala, S.A. por \$6.845.468 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.

- (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 diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 285.316.641	\$ 231.527.023
Modelo Simplificado Individual (b)	73.378.187	62.842.369
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>358.694.828</b>	<b>294.369.392</b>
<b>Provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>		
Modelo General Colectivo	33.673.772	23.922.140
<b>Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>	<b>33.673.772</b>	<b>23.922.140</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 392.368.600</b>	<b>\$ 318.291.532</b>

**(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 en el modelo colectivo es por \$53.696.989 respecto al cierre de diciembre de 2024, principalmente por los segmentos alumbrado público por valor de \$24.316.629; industrial por \$10.455.938; residencial por \$6.809.991; comercial por \$6.380.193 y oficial por \$5.625.309 debido principalmente al incremento de la cartera base para provisión en edades > 180 días.

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

**(b) Modelo simplificado individual:**

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera de otros negocios por \$17.502.482, principalmente con Asistencia-NC por \$12.012.824; Agua del Sinú S.A. E.S.P. por \$3.596.794; inversiones Mondoñedo S.A.S. por \$881.048 y Operadora Minera del Centro S.A.S. por \$303.349.
- Provisión de cartera de municipios por \$17.916.094, principalmente IFI Concesión Salinas Exigible por \$7.438.296; Municipio de Sopo por \$4.172.734 y Municipio del Colegio por \$1.387.068.
- Provisión de cartera de prescripción de cobro por \$13.843.230.

**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.

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 405.955	\$ 1.066.758
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>405.955</b>	<b>1.066.758</b>
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	-	6.845.468
<b>Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>	<b>-</b>	<b>6.845.468</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 405.955</b>	<b>\$ 7.912.226</b>

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 diciembre 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:

Cartera Comercial	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo inicial	\$ 326.203.758	\$ 352.508.849
Dotaciones	114.202.138	91.219.488
Usos	(47.631.341)	(117.524.579)
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 392.774.555</b>	<b>\$ 326.203.758</b>

**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 diciembre de 2025 y 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.

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

**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 diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (1)	11.627.000	880.672
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	955	100.742
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (2)	2.588.137	2.344.675
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (2)	2.583.560	2.894.399
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (2)	2.170.660	2.547.395
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore	1.373.849	1.453.926
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	1.338.110	1.373.049
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (2)	1.164.587	1.366.711
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	642.859	648.240
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial (3)	398.735	-
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore	540.836	532.124
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	485.298	429.968
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	370.679	435.015
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (2)	61.603	36.592
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	271.401	1.410.453
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (2)	202.688	202.688
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	182.011	62.500
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (2)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (2)	62.933	62.933
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Otros Servicios	17.569	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (2)	16.919	316.695
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	-	280.146
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	262.780
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	245.944
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (4)	-	147.258
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	254.731
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (4)	-	185.754
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	126.373
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	40.061
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios (4)	-	38.895
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	40.018
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	38.895
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	-	2.469
				<b>\$ 26.508.160</b>	<b>\$ 19.169.872</b>

(\*) 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 \$2.231.336 para el año 2025, en el año 2024 se presentó un deterioro por \$69.475. El incremento corresponde principalmente al deterioro total de la cartera superior a 360 días.

- (1) El aumento corresponde a la ejecución del contrato de iluminación navideña año 2025 cuyo objeto es la instalación, mantenimiento y desmontaje de la iluminación en diferentes puntos de Bogotá D.C.; incluye pautas digitales en página web, redes sociales, insertos en la factura de energía, cuñas radiales e incremento en los espacios de iluminación.
- (2) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2025 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado en Colombia y Centroamérica facturados durante 2024.
- (3) Corresponde al contrato de instalación y mantenimiento de la Plataforma Comercial firmado en el año 2025.
- (4) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S y a la vez

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

sus filiales Fontibón ZE S.A.S, Usme ZE S.A.S y Bogotá ZE S.A.S, con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el Grupo y las partidas se trasladan a cuentas por cobrar a terceros.

**Cuentas por pagar a entidades relacionadas**

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	48.114.447	-	56.860.163	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	658.233	-	1.099.490	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto (2)	-	-	3.147.129	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	38.531.935	-	40.151.128	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC	11.244.354	-	10.937.035	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	4.463.707	-	22.940.557	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	774.843	-	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 (3)	31.577.870	63.118.943	55.540.764	195.465.179
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	8.484.218	-	14.683.630	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	8.282.715	-	8.444.287	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (1)	7.663.902	-	8.715.667	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	2.030.281	-	2.168.607	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (4)	498.792	-	1.161.465	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	124.412	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	3.420.821	-	4.634.827	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	1.873.526	-	1.945.103	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	1.279.453	-	2.046.106	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	592.281	-	378.099	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.142.070	-	1.135.311	-
Cosorzio DAP	Italia	Otra (*)	Contribución	528.971	-	-	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	462.500	-	535.001	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	62.500	-	62.500	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	407.787	-	644.379	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	382.732	-	555.177	-
Gridspertise Srl	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	370.177	-	-	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	328.192	-	85.324	-
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial (5)	236.305	-	-	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial (5)	110.313	-	-	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	81.345	-	-	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	11.698	-	21.363.549	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	-	-	10.807	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Asociada	Aportes a capital (6)	-	-	3.408.160	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	-	-	308.475	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (7)	-	26.092.970	-	30.621.605
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (8)	-	-	-	12.125.278
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (8)	-	-	-	8.962.270
				<b>\$ 173.742.530</b>	<b>\$ 89.211.913</b>	<b>\$ 263.610.890</b>	<b>\$ 247.174.332</b>

(\*) 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) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre 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, Global Travel y pagos realizados por facturación emitida de servicios año 2024.
- (2) La disminución corresponde a la legalización total del anticipo recibido para el proyecto Enel Flex.
- (3) En Costa Rica corresponde al préstamo por US \$29.975 destinados a la financiación de la construcción de la planta PH Chucás con vencimiento en el año 2031, la disminución corresponde a los abonos realizados durante la vigencia del préstamo. Por su parte Enel Panamá CAM S.R.L. realizó la cancelación del total la deuda en mayo de 2025.
- (4) Corresponde principalmente a la comisión emitida a Generadora Occidente S.A. por la gestión de intermediación de la garantía crediticia ante las instituciones bancarias.

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

- (5) Corresponde a ingreso recibido por anticipado por los servicios de implementación y mantenimiento de las plataformas comerciales en Chile y Brasil; la amortización se realizará mensualmente hasta junio de 2026.
- (6) La disminución corresponde a la reversión de cuenta por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S. de acuerdo al acta No 08 del 26 de septiembre de 2025 de la Asamblea General de Accionistas mediante la cual se aprobó la liquidación de la sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 esta compañía se encuentra liquidada.
- (7) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. y Generadora de Occidente S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso liquidación-disolución, el cual aún se encuentra en desarrollo. La disminución se presenta por variación en tasa de cambio (\$3.757,08 diciembre 2025 versus \$4.409,15 diciembre 2024).
- (8) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S. y a la vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Bogotá ZE S.A.S., con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el grupo y las partidas se trasladan a cuentas por pagar a terceros.

**Efectos en resultados con entidades relacionadas**

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía (1)	11.000.000	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Servidumbres (2)	1.021.645	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios	431.970	341.643
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación navideña	-	880.672
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	2.819.098	565.369
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	438.079	365.241
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	1.636.882	1.388.828
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	84.146	72.604
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	1.486.907	406.588
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	965.631	236.180
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	815.750	920.077
Enel Green Power S.p.A. Glo	Expatriados	-	81.975
Enel S.p.A.	Expatriados	739.596	794.503
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	263.567	57.062
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (3)	688.052	2.924.382
Usme ZE S.A.S.	Ingresos financieros (3)	-	126.372
Endesa Energía S.A.	Servicios off-shore	600.186	563.639
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	23.899	46.815
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (3)	545.461	2.469.789
Fontibón ZE S.A.S.	Ingresos financieros (3)	-	262.781
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	383.089	302.279
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	339.032	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Servicios Control Tower	-	109.138
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	-	68.498
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio plataforma comercial	255.369	430.814
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	12.787
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	176.630	83.177
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en cambio	107.516	-
Enel Green Power España S.L.U	Expatriados	38.470	29.477
Enel Green Power España S.L.U	Diferencia en cambio	2.028	4.739
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	18.853	7.971
Consorzio DAP	Diferencia en cambio	18.358	-
Enel Services México S.A.	Energía	14.542	43.219
E Distribución Redes digitales, S.L.U.	Expatriados	10.645	64.903
E Distribución Redes digitales, S.L.U.	Diferencia en cambio	162	-
Enel X Chile S.p.A.	Servicio plataforma comercial	4.972	-
Enel X Chile S.p.A.	Servicios de personal B2B	-	648.240
Enel Italia S.p.A.	Diferencia en cambio	3.533	-
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	1.849	-
Enel North América INC	Expatriados	-	73.567

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

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Colombia ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	132.811
Colombia ZE S.A.S.	Ingresos financieros	-	40.061
Bogotá ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	132.811
Bogotá ZE S.A.S.	Ingresos financieros	-	40.018
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	71.187
Enel Brasil S.A.	Expatriados	-	38.003
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	-	84.944
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	-	1.312
Enel Distribución Perú S.A.A.	Servicio Control Tower	-	7.920
Enel Generación Chile S.A.	Expatriados	-	126.965
Enel Chile S.A.	Expatriados	-	578.404
		<b>\$ 24.935.917</b>	<b>\$ 15.637.765</b>

- (1) El aumento corresponde a la ejecución del contrato de iluminación navideña año 2025 cuyo objeto es la instalación, mantenimiento y desmontaje de la iluminación en diferentes puntos de la ciudad; incluye pautas digitales en página web, redes sociales, insertos en la factura de energía, cuñas radiales e incremento en los espacios de iluminación.
- (2) Corresponde a la indemnización por servidumbre legal de conducción energía eléctrica en el proyecto de Sogamoso registrado ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- (3) La disminución corresponde principalmente a la finalización del contrato de servicios de administración con Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE. S.A.S. el pasado 31 de diciembre de 2024. Adicionalmente, el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S. y a su vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Bogotá ZE S.A.S. con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el Grupo.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 45.013.518	\$ 25.621.605
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	1.396.639	1.959.316
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	1.216.989	2.156.876
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	13.499.606	25.906.569
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	10.060.200	11.043.079
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	1.119.220	869.652
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	7.886.056	3.854.644
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	5.577.932	7.712.115
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	733.379	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	175.085	872.549
Enel S.p.A.	Servicios informáticos (1)	7.763.147	6.517.484
Enel S.p.A.	Impatriados	4.929.680	2.672.106
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	1.645.163	841.454
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	196.043	595.731
Fundación Enel Colombia	Donaciones (2)	4.086.529	1.685.001
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos (1)	2.344.859	1.866.137
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	1.341.481	378.099
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	213.930	115.927
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	2.133.049	9.695.687
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	462.357	909.906
Consortio DAP	Contribución (3)	1.284.029	-
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	882.692	36.857
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	816.029	555.177
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	255.637	85.324
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en cambio	94.747	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	242.760	242.760
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	67.334	62.030
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	198.459	649.813
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	182.642	585.020
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	32.457	-
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	146.956	481.160
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	87.384	10.625
Enel North America Inc	Impatriados	73.054	-
Enel North America Inc	Diferencia en cambio	1.439	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	69.408	9.815
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	-	28.831
Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de ingeniería	67.656	728.298
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	29.659	602.184
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	51.824	-
Enel Services México S.A.	Expatriados	-	240.588

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

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	35.436	7.895
Enel Brasil S.A.	Impatriados	-	173.752
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	22.976	20.441
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	16.526	814
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	131.445
Enel X Chile S.p.A.	Diferencia en cambio	10.354	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	5.400	6.304
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	5.531	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Gastos financieros	-	448.763
Enel Chile S.A.	Impatriados	-	131.859
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	1.149
Enel Distribución Perú S.A.A.	Expatriados	-	74.758
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	184
Enel Américas S.A.	Impatriados	-	4.087
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	-	814
Enel South America S.R.L.	Diferencia en cambio	-	-
		<b>\$ 116.475.251</b>	<b>\$ 110.594.684</b>

- (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, entre otros.
- (2) El incremento corresponde a donaciones otorgadas a la Fundación Enel Colombia con el propósito de desarrollar proyectos e iniciativas de creación de valor compartido que se ejecutan en las zonas de influencia directa y que aportan al cumplimiento de metas en marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- (3) Corresponde a la contribución pactada como miembros del Consorzio DAP por \$1.284.029.

### 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 periodo de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del periodo. 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 N°507 del 30 de marzo de 2022.

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(dólares completos), 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

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

(\*) 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.

**Los honorarios pagados a la Junta Directiva:**

Tercero	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Juan Ricardo Ortega López	\$ 109.922	\$ 142.208
Astrid Martínez Ortiz	109.922	141.670
Jorge Andrés Tabares Ángel	109.922	135.389
Francesco Bertoli	100.772	115.461
Carolina Soto Losada	100.671	135.171
Raffaele Grandi	100.671	83.965
José Antonio Vargas Lleras	100.671	135.389
Gina Pastrana Silva	9.250	-
Rutty Paola Ortiz Jara	9.250	-
Andrés Caldas Rico	-	26.747
Tommasi Luciano	-	26.747
	<b>\$ 751.051</b>	<b>\$ 942.747</b>

**Personal clave de la Gerencia**

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

Nombre	Cargo	Periodo
Francesco Bertoli	Gerente	enero - diciembre
Antonio Crisol Puertas	Gerente de EGP & Termal Generations	enero - diciembre
Dario Miceli	Gerente de Energy and Comodity Managment	enero - diciembre
Mónica Cataldo	Gerente de Enel Grids	enero - diciembre
Carlos Mario Restrepo	Gerente de Retail	enero-agosto
Diego Muñoz Hoyos (*)	Gerente de Retail	septiembre - diciembre
Raffaele Enrico Grandi	Gerente de Administración Finanzas y Control	enero - diciembre

(\*) Se aprobó el nombramiento de Diego Muñoz Hoyos Cuarto Suplente del Representante Legal en la sesión N°560 del 24 de septiembre de 2025 de la Junta Directiva.

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Remuneraciones	\$ 5.566.271	\$ 4.593.384
Bonos de retiro	723.800	842.948
Beneficios a corto plazo	212.140	188.857
	<b>\$ 6.502.211</b>	<b>\$ 5.625.189</b>

**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.

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.



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

**9. Inventarios, neto**

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 295.000.750	\$ 311.840.906
Carbón (2)	68.690.190	70.447.609
Transformadores (3)	35.782.482	43.330.302
Bonos de carbono CO2 (4)	22.740.431	40.226.437
Materiales no eléctricos (1)	6.379.485	8.964.346
Otros inventarios	2.090.877	2.629.156
Fuel oil (5)	1.594.127	1.655.412
	<b>\$ 432.278.342</b>	<b>\$ 479.094.168</b>

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Repuestos y materiales (a)	\$ 308.843.150	\$ 325.574.985
Provisión de materiales (b)	(7.462.915)	(4.769.733)
	<b>\$ 301.380.235</b>	<b>\$ 320.805.252</b>

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. por valor de \$272.781.357, 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 2024. La disminución corresponde a mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera menor consumo, compra de materiales y menos compras para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene inventario por \$626.630 y \$609.389, respectivamente, compuesto principalmente por equipos de medición de consumo para 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	
Pais	Valor
Guatemala	\$ 19.442.268
Panamá	14.586.409
Costa Rica	1.406.486
	<b>\$ 35.435.163</b>

- (b) Al 31 de diciembre de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. constituyó la provisión de materiales obsoletos para el periodo 2026 de la línea de distribución por \$(6.611.620); y se ha generado los usos de provisión del año 2025 por \$3.032.543.

**Centroamérica:**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$851.295 y \$1.737.190.

- (2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): La disminución de las compras de carbón durante el año 2025 está dada por menor despacho de generación desde marzo de 2025, esto es originado por la favorable situación hidrológica para el sistema.
- (3) 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

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

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 en el año 2024. 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.

- (4) Al 31 de diciembre de 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene reconocido bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 y su valor en libros \$22.740.431, así:

Reconocimiento bonos de carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 10.333.524
Marzo 2021	1.396.818	15.045.043
Febrero 2022	1.167.444	12.832.060
Septiembre 2023	1.133.764	20.126.566
Diciembre 2024	1.125.980	13.196.050
Junio 2025	230.906	6.030.861
<b>Total bonos emitidos</b>	<b>7.746.540</b>	<b>\$ 77.564.104</b>
<b>Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024</b>		<b>(54.823.673)</b>
<b>Total reconocimiento bonos de carbono</b>		<b>\$ 22.740.431</b>

Al 31 de diciembre de 2025, la disminución por \$(24.239.386) corresponde a la actualización del valor razonable de los bonos de carbono por ajuste en el precio de mercado y adicionalmente se emitieron 230.906 certificados en junio de 2025, por un valor de \$6.753.380.

- (5) Al 31 de diciembre 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 disminuyó frente al registrado el 31 de diciembre de 2024 debido al menor consumo, despacho y liberación de energía de la central térmica.

## 10. Activos mantenidos para la venta

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Propiedades, planta y equipo (1)	\$ 9.385.000	\$ 261.138
Inventarios (2)	661.244	-
Windpeshi (3)	-	223.471.664
	<b>\$ 10.046.244</b>	<b>\$ 223.732.802</b>

- (1) Corresponde a contrato de promesa de constitución de fideicomiso de transferencia a título de fiducia sobre el bien inmueble denominado "Lote Funza" (Antigua SE Occidente), recibida por el Grupo el 19 de diciembre de 2025 por parte de la entidad Casaconcreto S.A.S.

Al cierre de diciembre de 2025, de acuerdo con la NIIF 5 se registra la baja del activo que se encontraba clasificado como activo no corriente mantenido para la venta, por un valor en libros de \$261.138 y se reconoce el ingreso por venta del activo; teniendo en cuenta que se han cumplido los criterios definidos por la NIIF 15 en cuanto a la obligación de desempeño que es la entrega de la bodega a satisfacción y que se ha recibido el pago por parte del comprador, lo que confirma la transferencia del control del activo.

- (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 del Grupo Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S ZESE.
- (3) 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

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

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 de 2024, se firmó el contrato para la venta del 100% de la participación accionaria de la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., titular del proyecto eólico Windpeshi, con Ecopetrol S.A.

El 07 de julio de 2025, se cumplió la totalidad de las condiciones precedentes pactadas en el contrato, perfeccionando así la transacción y transfiriendo la totalidad del activo, así como los derechos y obligaciones relacionados con el proyecto.

## 11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 100.138.134	\$ 76.429.902
Autorretención especial (2)	4.706.224	2.555.697
Saldos a favor renta (3)	4.412.042	146.750.531
Descuentos tributarios y retención en la fuente (4)	276.991	323.175
Autorretenciones de retención en la fuente (5)	-	219.552
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 109.533.391</b>	<b>\$ 226.278.857</b>

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

- Compañías Centroamericanas**

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá (1)	\$ 97.950.044	\$ 70.973.692
Total sociedades Costa Rica (1)	2.188.090	5.456.210
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 100.138.134</b>	<b>\$ 76.429.902</b>

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

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Autorretención especial (2)	\$ 4.691.154	\$ 2.540.627
Saldo a favor renta (3)	4.356.204	1.322.277
Retenciones practicadas (4)	259.866	306.050
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 9.307.224</b>	<b>\$ 4.168.954</b>

- Atlántico Photovoltaic S.A.S.**

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

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

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

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

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

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

- (\*) El saldo a favor por impuesto de renta está dado principalmente por el efecto neto en los siguientes conceptos: impuestos de renta corriente, impuesto a las ganancias ocasionales, descuentos tributarios, retenciones, autorretenciones y el pago adicional en el impuesto de renta del año gravable 2023 por concepto de anticipo del impuesto de renta correspondiente al año fiscal siguiente, año gravable 2024, el cual se hizo efectiva su presentación en mayo de 2025.
- (\*\*) Los otros activos por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2024 corresponden al saldo a favor en renta y autorretenciones del año 2019 por \$219.552.

## 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 diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	\$ 5.791.195	\$ 4.166.247
Usme ZE S.A.S. (2)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	15.228.167
Fontibón ZE S.A.S. (2)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	12.186.406
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	6.098.551
Crédito Fácil Codensa S.A. (4)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	382.316
Bogotá ZE S.A.S. (2)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	72.726
Colombia ZE S.A.S. (2)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	57.264
					<b>\$ 5.791.195</b>	<b>\$ 38.191.677</b>

(\*) (\*\*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 31 de diciembre de 2025 y 2024 presentan los siguientes cambios:

- Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento): al 31 de diciembre de 2024 era del 48,9938% en porcentaje de participación y 15.678 acciones ordinarias; esta compañía fue liquidada el 30 de enero de 2025.
  - Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S.: al 31 de diciembre de 2024 el Grupo tenía el 20% en porcentaje de participación; esta participación se vendió el 28 de mayo de 2025, por lo tanto, estas compañías dejan de ser asociadas.
  - Enel X Way Colombia S.A.S.: al 31 de diciembre de 2024 era del 40% en porcentaje de participación y 6.014 acciones ordinarias, el 08 de octubre de 2025, quedó inscrita el Acta No.08 del 26 de septiembre de 2025 ante la Cámara de Comercio de Bogotá, en consecuencia y conforme a estos registros, la sociedad se encuentra liquidada.
- (1) 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% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (2) 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.

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

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.

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.

El 28 de mayo de 2025 se firmó contrato de compraventa de las acciones de Colombia ZE S.A.S que poseía el Grupo, por un valor de \$23.899.720 al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S. generando para el Grupo una utilidad de \$2.960.059; por lo tanto, se realizó la baja de la inversión en las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.

- (3) Enel X Way Colombia S.A.S. era una sociedad por acciones simplificada que tenía 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 consideraba la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación era del 40% y en la que el Grupo tenía 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. El 26 de septiembre de 2025 la Asamblea General de Accionistas de Enel X Way Colombia S.A.S, aprobó la disolución y liquidación voluntaria definitiva de la sociedad, esta decisión consta en el Acta No.08 del 26 de septiembre de 2025 debidamente inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 08 de octubre de 2025. Al 31 de diciembre de 2025 la compañía se encuentra liquidada.

- (4) 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 diciembre de 2025 la compañía se encuentra liquidada.

**Información correspondiente a las asociadas:**

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

	<b>Total activo</b>	<b>Total pasivo</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>Utilidad del periodo</b>
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 45.552.246	\$ 16.596.270	\$ 28.955.976	\$ 45.552.246	\$ 8.124.738

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

	<b>Total activo</b>	<b>Total pasivo</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>Utilidad/ Pérdida del periodo</b>
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 34.452.625	\$ 13.621.389	\$ 20.831.236	\$ 34.452.625	\$ 4.928.290
Usme ZE S.A.S.	444.593.559	368.452.724	76.140.835	444.593.559	(23.199.669)
Fontibón ZE S.A.S.	364.310.977	303.378.946	60.932.031	364.310.977	(18.458.211)
Enel X Way Colombia S.A.S.	15.379.011	132.634	15.246.377	15.379.011	1.325.106
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	785.631	5.296	780.335	785.631	(504.465)
Bogotá ZE S.A.S.	364.408	777	363.631	364.408	1.773.845
Colombia ZE S.A.S.	287.080	760	286.320	287.080	(293.008)

**13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto**

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

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<b>Activos Intangibles</b>		
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 328.016.145	\$ 418.046.596
Otros activos intangibles identificables	252.414.837	277.362.633
<i>Construcciones y avances de obras (2)</i>	216.074.504	226.812.271
<i>Otros recursos intangibles</i>	36.340.333	50.550.362
Programas informáticos (3)	231.695.828	286.785.946
Concesiones (4)	208.068.012	272.740.715
Derechos y servidumbres (5)	103.682.920	98.125.901
Licencias	7.264.650	3.644.390
Costos de desarrollo	4.376.085	24.863.329
<b>Activos intangibles, neto</b>	<b>\$ 1.135.518.477</b>	<b>\$ 1.381.569.510</b>
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	422.554.708	494.427.019
Otros activos intangibles identificables	312.397.111	338.041.110
<i>Construcciones y avances de obras</i>	216.074.504	226.812.271
<i>Otros recursos intangibles</i>	96.322.607	111.228.839
Programas informáticos	1.048.700.551	971.629.216
Concesiones	1.258.918.309	1.477.413.221
Derechos y servidumbres	186.919.715	176.305.480
Licencias	99.764.587	94.469.114
Costos de desarrollo	40.595.489	60.442.949
<b>Activos Intangibles, bruto</b>	<b>\$ 3.369.850.470</b>	<b>\$ 3.612.728.109</b>
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(94.538.563)	(76.380.423)
Otros Activos intangibles identificables	(59.982.274)	(60.678.477)
Programas informáticos	(817.004.723)	(684.843.270)
Concesiones	(1.050.850.297)	(1.204.672.506)
Derechos y servidumbres	(83.236.795)	(78.179.579)
Licencias	(92.499.937)	(90.824.724)
Costos de desarrollo	(36.219.404)	(35.579.620)
<b>Amortización acumulada</b>	<b>\$ (2.234.331.993)</b>	<b>\$ (2.231.158.599)</b>

- (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 diciembre de 2025 con respecto a diciembre de 2024 corresponde al efecto en tasas de cambio (3.757,08 diciembre 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

- (2) Las construcciones y avances de obras están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá.	\$ 92.807.713	\$ 88.189.495
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT.	30.267.835	19.754.873
BD - Chinú-Sahagun.	21.969.238	7.709.086
Proyecto E-home	17.137.000	-
BD -Valledupar	16.356.078	18.373.250
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables.	9.462.680	-
Salesforce.	6.879.562	6.150.487
Desarrollo de nuevas soluciones.	4.030.028	4.258.343
Evolutivos técnicos y de negocio	3.894.708	-
Proyecto Miglioramento performance	3.331.348	-
BD - solar - Guayepo.	2.810.827	4.240.151
Guayepo Solar S.A.S. y Guayepo III S.A.S. E.S.P.: Licencias ambientales.	1.858.690	439.499
Proyecto Enel flex	1.575.135	-
Cross nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas.	1.529.988	2.818.530
Liquidadores CFC, project y NewCo.	1.503.489	3.629.199
Spv Atlantico	266.377	-
Plan Data.	52.308	5.209.844
<b>Colombia</b>	-	-
BD- solar - Atlántico PV.	-	25.518.427

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

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Smart Meter y Smart Tracking.	-	8.006.841
Proyecto Billing Faro.	-	7.552.192
Cybersecurity.	-	6.590.550
Nuevos desarrollos Digital Hub.	-	6.182.741
Maintenance remote control.	-	5.304.988
Arora-Complex project advanced mon.	-	2.335.805
Enel X S.A.S. E.S.P.: Plataforma Comercial y Facturador EMPSSI.	-	1.151.286
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP.	-	496.222
BD - wind Tumawind.	-	438.551
Proyectos market GDS.	-	397.293
<b>Centroamérica</b>		
Guatemala		
Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	46.719	1.644.738
Panamá		
Enel Fortuna S.A.: Smart Meter Cost.	229.929	269.835
Costa Rica		
Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	64.852	150.045
<b>Total</b>	<b>\$ 216.074.504</b>	<b>\$ 226.812.271</b>

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P. a disminución corresponde principalmente a la amortización por \$(132.161.454), traspasos y adiciones por \$77.071.336; asociado a los siguientes proyectos: proyectos relacionados con ICT Colombia por \$(32.045.865); proyectos de infraestructura global por \$(21.441.975), 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 (Blue Sky, GBS, ADL) por \$(1.939.441) y otros por \$337.163.

- (4) 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. El saldo al 31 de diciembre 2025 es US \$31.013.230, la disminución respecto a diciembre de 2024 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.757,08 a diciembre 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

	<b>Costa Rica</b>
Costo	\$ 1.089.849.709
Amortización	(973.333.523)
Neto Concesiones	<b>\$ 116.516.186</b>

- **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 donde se ubica la Planta Fortuna de 300MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. El saldo al 31 de diciembre 2025 es de US \$24.367,81 la disminución respecto a diciembre de 2024 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.757,08 a diciembre 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

	<b>Panamá</b>
Costo	\$ 169.068.600
Amortización	(77.516.774)
Neto Concesiones	<b>\$ 91.551.826</b>

- (5) 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 periodo de 50 años; las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión) y los no renovables (Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT

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

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 amortización al 31 de diciembre 2025 y 2024 corresponde a \$5.057.127 y \$4.742.437, respectivamente.

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
Trasposos	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)
Diferencia en conversión	-	37.952.348	-	311.494	-	716.788	57.647.021	7.120.828	103.748.479
Otros incrementos (decrementos)	(10.089.820)	-	-	-	118.527	(59.419.638)	-	255.528	(69.135.403)
<b>Total movimientos</b>	<b>(2.705.644)</b>	<b>11.547.387</b>	<b>8.042.591</b>	<b>(1.104.370)</b>	<b>(46.806.927)</b>	<b>(112.234.602)</b>	<b>25.649.038</b>	<b>(79.538)</b>	<b>(117.692.065)</b>
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)	-	-	10.609.551	-	337.163	81.909.053	1.248.591	-	94.104.358
Trasposos (b)	18.048.004	-	4.595	5.954.625	76.734.172	(100.869.251)	-	127.855	-
Amortización	(639.784)	(26.266.935)	(5.057.127)	(1.994.620)	(132.161.453)	-	(31.775.018)	(8.312.442)	(206.207.379)
Retiros (c)	(25.474.550)	-	-	-	-	(377.563)	-	-	(25.852.113)
Diferencia en conversión (d)	-	(38.417.041)	-	(330.055)	-	(305.337)	(59.504.024)	(6.868.730)	(105.425.187)
Otros incrementos (decrementos) (e)	(12.420.914)	11.273	-	(9.690)	-	8.905.331	-	843.288	(2.670.712)
<b>Total movimientos</b>	<b>(20.487.244)</b>	<b>(64.672.703)</b>	<b>5.557.019</b>	<b>3.620.260</b>	<b>(55.090.118)</b>	<b>(10.737.767)</b>	<b>(90.030.451)</b>	<b>(14.210.029)</b>	<b>(246.051.033)</b>
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 4.376.085	\$ 208.068.012	\$ 103.682.920	\$ 7.264.650	\$ 231.695.828	\$ 216.074.504	\$ 328.016.145	\$ 36.340.333	\$ 1.135.518.477

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

Principales proyectos	Del 01 de enero al 31 de diciembre de 2025
<b>Colombia</b>	
Otros desarrollos y evolutivos menores	\$ 43.788.803
Proyecto E-home	14.212.007
BD - Solar - Valledupar	8.700.524
Proyecto Salesforce	6.879.562
Dominios Plataforma GBS	5.170.022
Proyecto Miglioramento performance	3.331.348
BD - Solar- Atlantico PV	2.710.338
Liquidadores CFC, project y NewCo	2.283.360
Proyecto Cross	1.529.988
Guayepo Solar S.A.S., Guayepo III S.A.S. E.S.P. y Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P.: Licencias ambientales.	1.419.192
BD - Solar - Chinu	1.201.754
BD - Wind Chemesky	487.165
DH people	433.898
Proyecto Módulo de PQR's, atención de Solicitudes y Refactorización Plataforma Comercial	337.163
Spv Atlantico	256.687
Proyecto Billing	4.019
<b>Centroamérica</b>	
Panamá: Sinolam	1.248.591
Guatemala: Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	45.085
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	64.852
<b>Total</b>	<b>\$ 94.104.358</b>

(b) Trasposos por software asociados con los siguientes proyectos:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2025
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	\$ 37.777.364
Proyectos Renovables	18.395.039
Global SAP	13.855.468
Evolutivos técnicos y de negocio	10.952.099
Cyberseguridad	5.319.773
Plan Data	2.274.837
Liquidadores CFC, project y NewCo	2.048.175
DH People	2.024.914
Ptoyecto COM	1.801.715
Local Systems Colombia	1.696.812
Proyecto Datalaka	1.376.588



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

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2025
IR Colombia	1.213.308
Proyecto Administrador de Clientes, gestión de cartera y Acceso a Clientes	1.151.286
Data Driver	854.018
Intercompanies - Sap Global	127.855
<b>Total</b>	<b>\$ 100.869.251</b>

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 31 de diciembre de 2025 los retiros corresponden a los proyectos Chemesky y Tumawind por valor de \$(25.474.550), debido a la suspensión del proyecto, en cumplimiento de las estipulaciones contenidas en los Estatutos Sociales, las políticas comerciales y de riesgo del Grupo de acuerdo la decisión de la Junta Directiva en sesión No. 563 celebrada el 17 de diciembre de 2025.

Para Guatemala el valor de los retiros corresponde a \$(377.563) por licencia Data Base dada de baja.

(d) **Centroamérica:**

Corresponde al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2025 y 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación.

- (e) El valor de otros incrementos (decrementos) al 31 de diciembre de 2025 por valor de \$(2.670.712) corresponde principalmente a:

Para Enel Colombia S.A. E.S.P. se presentan los siguientes decrementos:

Principales proyectos	Del 01 de enero al 31 de diciembre de 2025
Proyecto Guayepo	\$ (2.502.972)
	<b>\$ (2.502.972)</b>

**Centroamérica:**

Los otros incrementos/ decrementos para las compañías de Centroamérica por \$(167.740) corresponden principalmente a la compañía Enel Green Power Guatemala, S.A. por traspasos del activo tangible al intangible.

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

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

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

Promedio de años de vida útil estimada Colombia				
Concepto	2025	2024		
Derechos y servidumbres	30	30		
Costos de desarrollo	7	7		
Licencias	4	4		
Programas informáticos	3	3		

Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica							
Costa Rica		Panamá		Guatemala			
Concepto	2025	2024	2025	2024	2025	2024	
Concesiones	6	5	23	24	-	-	
Derechos	3	4	-	-	11	-	

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

**14. Propiedades, Planta y Equipo, neto**

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas y equipos (1)	\$ 20.179.135.280	\$ 19.443.635.129
Plantas de generación hidroeléctrica	9.475.377.409	9.871.775.892
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.506.044.224	6.705.842.662
Renovables	2.627.454.422	2.259.766.106
Plantas de generación termoeléctrica	570.259.225	606.250.469
Construcción en curso (2) (*)	2.687.578.591	2.157.366.098
Edificios (3)	1.827.786.797	1.454.803.026
Terrenos (3)	551.939.152	509.529.836
Arrendamientos financieros (4)	325.610.122	294.006.334
Activos por uso NIIF 16	325.610.122	294.006.334
Terrenos	186.965.619	169.850.807
Edificios	97.889.166	101.760.369
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	40.755.337	22.395.158
Instalaciones fijas y otras (3)	110.639.127	126.445.037
Otras instalaciones	67.003.884	85.362.733
Instalaciones fijas y accesorios	43.635.243	41.082.304
<b>Propiedades, plantas y equipos, neto</b>	<b>\$ 25.682.689.069</b>	<b>\$ 23.985.785.460</b>
<b>Costo</b>		
Plantas y equipos	\$ 33.040.765.920	\$ 31.763.057.738
Plantas de generación hidroeléctrica	14.853.484.589	15.201.175.474
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	14.139.213.581	12.963.735.673
Renovables	2.917.226.241	2.478.529.215
Plantas de generación termoeléctrica	1.130.841.509	1.119.617.376
Construcción en curso	2.687.578.591	2.157.366.098
Edificios	2.088.608.503	1.674.537.915
Terrenos	551.939.152	509.529.836
Arrendamientos financieros	438.796.045	399.019.311
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	437.956.443	398.179.709
Terrenos	227.490.091	201.032.188
Edificios	118.005.028	118.604.033
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	92.461.324	78.543.488
Instalaciones fijas y otras	493.573.386	502.049.375
Otras instalaciones	362.848.551	371.654.097
Instalaciones fijas y accesorios	130.724.835	130.395.278
<b>Propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>\$ 39.301.261.597</b>	<b>\$ 37.005.560.273</b>
<b>Depreciación</b>		
Plantas y equipos (**)	\$ (12.861.630.640)	\$ (12.319.422.609)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.323.013.541)	(5.287.120.624)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(55.093.639)	(42.278.958)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.633.169.357)	(6.257.893.011)
Renovables	(289.771.819)	(218.763.109)
Plantas de generación termoeléctrica	(560.582.284)	(513.366.907)
Edificios	(260.821.706)	(219.734.889)
Arrendamientos financieros	(113.185.923)	(105.012.977)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(112.346.321)	(104.173.375)
Terrenos	(40.524.472)	(31.181.381)
Edificios	(20.115.862)	(16.843.664)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(51.705.987)	(56.148.330)
Instalaciones fijas y otras	(382.934.259)	(375.604.338)
Otras instalaciones	(295.844.667)	(286.291.364)
Instalaciones fijas y accesorios	(87.089.592)	(89.312.974)
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>\$ (13.618.572.528)</b>	<b>\$ (13.019.774.813)</b>

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

(\*) 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 diciembre de 2025 son los siguientes:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.337.563.961
Guatemala	1.173.068.179
Costa Rica	79.587.749
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 2.590.219.889</b>
Colombia	17.588.915.391
<b>Total plantas y equipos</b>	<b>\$ 20.179.135.280</b>

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 31 de diciembre 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 diciembre de 2025
<b>Colombia</b>	
Líneas, redes y subestaciones	\$ 1.256.390.040
Proyectos de energía renovable:	
Solar Atlántico	700.622.337
Solar Guayepo	271.319.120
Solar La Loma	7.713.355
Solar El Paso	1.175.188
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación	286.089.725
Iluminación pública	75.342.629
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	44.304.245
<b>Centroamérica</b>	
<u>Panamá:</u>	
Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos mayores subestaciones, casa de maquinas, obras civiles.	17.188.114
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	4.561.995
Enel Renovable S.R.L.: SMA Residential Cabins, mejoras en Plantas.	2.616.785
<u>Guatemala:</u>	
Generadora de Occidente S.A.: Casa de máquinas, línea de transmisión.	8.155.756
Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa y proyecto línea de transmisión.	3.423.151
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto línea de transmisión.	1.272.269
Enel Guatemala S.A.: Equipo de computo	309.696
<u>Costa Rica:</u>	
PH Chucás S.A.: Dique de obra de defensa hidráulica.	4.528.173
PH Don Pedro S.A.: Vácula esférica, medidores de conducción.	1.564.981
PH Rio Volcán S.A.: Medidores de conducción, rodete.	914.107
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	86.925
<b>Total construcciones en curso</b>	<b>\$ 2.687.578.591</b>

**(3) Centroamérica**

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

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 6.973.948
Costa Rica	1.355.621
Guatemala	1.014.109
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 9.343.678</b>
Colombia	542.595.474
<b>Total Terrenos</b>	<b>\$ 551.939.152</b>

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

Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 216.508.373
Guatemala	7.681.534
Costa Rica	76.838
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 224.266.745</b>
Colombia	1.603.520.052
<b>Total Edificaciones</b>	<b>\$ 1.827.786.797</b>
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 26.509.356
Panamá	17.708.459
Costa Rica	15.441.877
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 59.659.692</b>
Colombia	50.979.435
<b>Total Otras instalaciones</b>	<b>\$ 110.639.127</b>

**(4) Centroamérica**

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

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 20.811.248
Guatemala	16.037.866
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 36.849.114</b>
Colombia	150.116.505
<b>Total terrenos</b>	<b>\$ 186.965.619</b>
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 3.346.424
Panamá	2.864.439
Costa Rica	1.632.480
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 7.843.343</b>
Colombia	90.045.823
<b>Total edificaciones</b>	<b>\$ 97.889.166</b>
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 6.704.297
Panamá	1.961.305
Costa Rica	1.351.119
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 10.016.721</b>
Colombia	30.738.616
<b>Total otras instalaciones</b>	<b>\$ 40.755.337</b>

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de generación hidroeléctrica, termoeléctrica 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
Traspasos	(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)
Diferencia en conversión	20.902.047	1.426.405	24.861.421	421.462.904	(1.481.523)	6.847.100	6.033.908	480.072.262
Otros (decrementos) incrementos	30.480.514	(8.954.117)	-	448.572.695	-	(657.067)	39.108.183	508.550.208
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)	2.948.420.726	-	2.636.126	-	4.382.861	-	64.879.377	3.020.319.090
Traspasos(b)	(2.478.041.871)	64.796.293	455.736.823	699.513.051	1.230.949.762	27.045.942	-	-
Retiros (c)	-	(9.971.150)	-	(1.147.066)	(13.571.006)	(1.253.064)	-	(25.942.286)
Gasto por depreciación	-	-	(53.859.102)	(400.102.868)	(421.560.055)	(33.028.757)	(31.918.639)	(940.469.421)
Diferencia en conversión (d)	(9.426.537)	(1.620.025)	(35.915.543)	(458.237.177)	-	(8.354.122)	(7.104.671)	(520.658.075)
Otros incremento (decrementos) (e)	69.260.175	(10.795.802)	4.385.467	95.272.649	-	(215.909)	5.747.721	163.654.301
Total movimientos	530.212.493	42.409.316	372.983.771	(64.701.411)	800.201.562	(15.805.910)	31.603.788	1.696.903.609
Saldo final 31 de diciembre de 2025	\$2.687.578.591	\$551.939.152	\$1.827.786.797	\$12.673.091.056	\$7.506.044.224	\$110.639.127	\$325.610.122	\$25.682.689.069

(a) Al 31 de diciembre de 2025, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las

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

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 diciembre de 2025
<b>Colombia</b>		
Lineas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	\$ 818.215.607
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	708.157.452
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	543.577.614
Subestaciones y centros de transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	452.259.179
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fasse I; sistema esator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central.	142.839.234
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.	78.942.338
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP.	51.243.552
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca.	47.235.368
CH- Paraíso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	42.839.661
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.	28.267.801
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina.	12.692.798
Solar El Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina	6.607.234
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	6.228.299
CH-Dario Valencia	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina.	4.789.295
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares.	1.119.222
Enel X	Instalación de equipos de medida	734.287
El Paso extensión	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	200.806
Enel X	Arrendamiento financiero de vehículos	113.824
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales hidroeléctricas y térmicas.	1.276.372
<b>Centroamérica</b>		
Panamá	Pared casa de máquinas, common cost, GDS infraestructura de comunicación, arrendamientos financieros de vehículos y otros proyectos	37.272.718
Guatemala	Arrendamiento financiero de vehículos, proyecto línea de transmisión, proyecto repowering Canada	27.231.209
Costa Rica	Medidores de flujo de conducción, contratos de renting, compuertas Botacomo Chucús y diques de obras de defensa hidráulica.	8.475.220
<b>Total adiciones</b>		<b>\$ 3.020.319.090</b>

- (b) Al 31 de diciembre 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
<b>Colombia</b>	
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	\$ 865.232.988
El paso	766.402.061
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	408.962.983
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	111.550.357
CC-Termozipa	79.849.601
CH-Quimbo y Betania	58.808.482
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	51.311.790
Fundación	30.878.810
Mobiliario y equipos de cómputo y comunicación	14.660.627
CH- Guaca, Paraíso y Guavio	13.125.140
Guayepo	8.648.934
La Loma	4.158.847
<b>Centroamérica</b>	
Panamá: Infraestructura y edificación de las plantas Austral y El Puerto y otros proyectos.	40.581.507
Guatemala: Proyecto casa de máquinas, línea de transmisión, proyecto de comunicación	18.620.389
Costa Rica: Transformador, proyecto Gobernador, equipos de automatización, otros proyectos.	5.249.355
<b>Total</b>	<b>\$ 2.478.041.871</b>

- (c) Al 31 de diciembre de 2025 se realizaron bajas por \$(25.942.286), correspondientes a trasformadores de alta y media tensión y medidores en la línea de distribución por \$(13.571.006); baja en terrenos por la venta de los predios Funza, Choachí, Facatativá, CI118 y la Catalina por \$(9.971.150); baja de instalaciones fijas y accesorios en Chemesky, Betania, equipo de cómputo y otros por \$(1.243.459) y baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas por \$(1.156.671).

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

**(d) Centroamérica**

Corresponde al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2025 y 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

- (e) Al 31 de diciembre de 2025 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la adición de nuevas provisiones ambientales (Quimbo, La Loma, CAR y Guayepo III) constituidas en 2025 por \$112.585.345 y a la actualización del VPN por provisiones ambientales por efecto de tasa de acuerdo con la CINIF 1 y de desmantelamiento por \$72.284.243 y a arrendamiento financiero por renegociación de contratos y aumentos por IPC por \$5.747.721.

Adicionalmente, en Centroamérica corresponde principalmente al reconocimiento de deterioro de las plantas Palo Viejo y Rio Volcán por \$(20.568.460) en las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y PH Rio Volcán, S.A. (Ver nota 29).

Al 31 de diciembre 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 diciembre 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 diciembre 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 remanente Colombia			
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	28	27	
Torres de medición eólica	1	2	
Estaciones solares	26	22	
Páneos y Miscelaneos	27	27	
Subestaciones	25	25	
Redes de alta tensión	35	34	
Red de baja y media tensión	32	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 remanente Centroamérica						
Clases de propiedad, planta y equipo	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Plantas y equipos						
Obra civil plantas y equipos	23	24	23	24	36	37
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	9	10	23	24	0	0
Páneos y Miscelaneos	-	-	21	22	-	-

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica					
	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Edificios	33	34	21	19	18	19
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	8	18	16	8	6
Activos para uso NIIF 16						
Edificios	7	8	5	6	7	8
Terrenos	-	-	19	20	27	28
Vehículos	5	6	2	3	3	4

## Arrendamientos financieros

### Colombia

Corresponde a los arrendamientos de terrenos por \$150.116.505, edificios por \$90.045.823 e instalaciones fijas y otros por \$30.738.616.

- Terrenos:

Corresponde principalmente a los terrenos en los que se están desarrollando los proyectos de la línea de renovables, con los terceros Agropecuaria Chahín Hermanos S.A.S por el alquiler de lote para el proyecto Guayepo III y Maria Cecilia Botero, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza, Inversiones Macondal S.A.S. para otros proyectos, C.I Alliance, Terrapuerto S.A.S. y Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. terrenos para los patios de recarga de Transmilenio S.A., los cuales se amortizarán en un periodo máximo de 345 cuotas.

- Edificios:

Contrato con el tercero con Bancolombia S.A. para el arrendamiento de las oficinas del edificio Q93, el cual se terminará de amortizar en un periodo máximo de 87 cuotas.

- Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte):

Corresponden principalmente a los acuerdos con los terceros Transportes Especiales Aliados S.A.S, Inversiones Trans Sabana S.A.S., Equirent Vehículos y Maquinarias S.A., ALD Automotive S.A. y Compañía Naviera del Guavio Ltda; destinados a apoyar la operación de Enel Colombia S.A. E.S.P. y vehículos manuales; cuyos plazos promedio oscilan entre 12 y 72 meses.

### Centroamérica

**Guatemala:** Corresponde a edificios por \$3.346.424 principalmente al edificio de las oficinas centrales con el tercero Birra S.A., a una flotilla de Pick Up con el tercero Gustavo Molina Marter List., a terrenos por \$16.037.866 en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A., principalmente con los terceros Quenenee S.A. e Instituto Nacional De Electrificación (INDE) y en el 2025 se adiciono contrato de arrendamiento de vehículos por \$6.704.297, el cual tiene un plazo de 5 años con una tasa del 12,83% con el tercero Renta Autos S.A

**Panamá:** Corresponde a terrenos por \$20.811.248 donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de la compañía Enel Renovable S.R.L.; en el rubro de edificios por \$2.864.439, las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá con el tercero Inversiones Hayat S.A. a una tasa de 4,95% y vehículos para uso en las plantas por \$1.961.305.

**Costa Rica:** Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica por \$1.632.480 con el tercero Oficentro 2 a una tasa de 8,5% anual y a vehículos por \$1.351.119 con el tercero Rente un Auto Esmeralda S.A.

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

Los activos por derechos de uso se midieron en el reconocimiento inicial por un monto igual al pasivo por arrendamiento, que corresponde al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de adopción descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio del arrendamiento.

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

Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2025			Al 31 de diciembre de 2024		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 48.918.694	\$ 9.105.557	\$ 39.813.137	\$ 41.198.533	\$ 6.257.714	\$ 34.940.819
Posterior a un año pero menor de cinco años	97.787.966	20.309.804	77.478.162	88.302.284	18.903.585	69.398.699
Posterior a cinco años menor de diez años	210.451.180	2.132.357	208.318.823	198.592.580	8.925.764	189.666.816
<b>Total</b>	<b>\$357.157.840</b>	<b>\$31.547.718</b>	<b>\$325.610.122</b>	<b>\$ 328.093.397</b>	<b>\$34.087.063</b>	<b>\$ 294.006.334</b>

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2025:

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2025</b>	\$ 101.760.369	\$ 169.850.807	\$ 22.395.158	\$ 294.006.334
Adiciones (1)	180.574	29.034.247	35.664.556	64.879.377
Gasto por depreciación	(4.323.626)	(10.624.317)	(16.970.696)	(31.918.639)
Diferencia en conversión	(1.549.359)	(5.858.393)	303.081	(7.104.671)
Otros incrementos (2)	1.821.208	4.563.275	(636.762)	5.747.721
<b>Total movimientos año 2025</b>	<b>(3.871.203)</b>	<b>17.114.812</b>	<b>18.360.179</b>	<b>31.603.788</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2025</b>	<b>\$ 97.889.166</b>	<b>\$ 186.965.619</b>	<b>\$ 40.755.337</b>	<b>\$ 325.610.122</b>

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2024:

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2024</b>	\$ 103.540.662	\$ 149.631.324	\$ 12.209.246	\$ 265.381.232
Adiciones	61.883	12.664.507	1.471.684	14.198.074
Retiros	(40.520)	-	(87.662)	(128.182)
Gasto por depreciación	(8.249.602)	(6.203.250)	(16.134.029)	(30.586.881)
Diferencia en conversión	1.479.659	4.350.573	203.676	6.033.908
Otros incrementos	4.968.287	9.407.653	24.732.243	39.108.183
<b>Total movimientos año 2024</b>	<b>(1.780.293)</b>	<b>20.219.483</b>	<b>10.185.912</b>	<b>28.625.102</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2024</b>	<b>\$ 101.760.369</b>	<b>\$ 169.850.807</b>	<b>\$ 22.395.158</b>	<b>\$ 294.006.334</b>

- (1) Corresponde principalmente a la firma de nuevos contratos firmados por Enel Colombia S.A. E.S.P. de terrenos con Agropecuaria Chahín Hermanos S.A.S por \$24.414.470, con un plazo hasta mayo de 2054 a una tasa del 12,87% y vehículos con Inversiones Trans-Sabana S.A.S por \$11.812.049 hasta febrero de 2030 a una tasa del 12,24%, Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$8.215.470 con duraciones hasta de 6 años y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$3.276.223 hasta mayo de 2027 a una tasa del 11,29%.
- (2) Corresponde principalmente a ajustes por IPC en contratos de terrenos con Maria Cecilia Botero de Botero por \$4.041.073 y otros por \$521.111, edificios con Inversiones Macondal por \$1.557.500 y otros por \$264.216 y vehículos por terminación anticipada de contrato con Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.183.176) el cual se contemplaba inicialmente hasta febrero de 2026 y renovación de contratos con ALD Automotive S.A. por \$620.359 y otros por \$(73.362).



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

**Pólizas de seguro**

**Colombia**

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 217,1 millones en exceso de USD 271 millones) (*).	USD 217.412	31/10/2026	Mapfre Seguros Colombia S.A.
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$250 millones en exceso de USD \$20 millones) (*).	USD 250.000	31/10/2026	Mapfre Seguros Colombia S.A.
	Responsabilidad civil extracontractual (*).	USD 20.000	1/11/2026	Mapfre Seguros Colombia S.A.
	Responsabilidad civil ambiental.	\$ 89.118.090	1/11/2026	SBS Seguros Colombia S.A.
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.154.200 (Límite indemnización)	1/11/2026	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual.	\$3.000.000 por vehículo	3/2/2026	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$5.000.000 por despacho	31/7/2026	HDI Seguros S.A.

Los contratos de las pólizas son firmados en dólares y pesos.

**Centroamérica**

**Costa Rica**

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (*).	USD 10.000	1/11/2026	ASSA
	Responsabilidad civil ambiental (*)	USD 10.856	1/11/2026	ASSA
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 577.100 (Límite indemnización)	31/10/2026	Mapfre Seguros Costa Rica

Los contratos de las pólizas son firmados en dólares.

(\*) Cifras de la vigencia 2024 a 2025. Póliza que a 31/12/2025 está en expedición de renovación.

**Guatemala**

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (*).	USD 11.542	1/11/2026	ASSA
	Responsabilidad civil ambiental (*)	USD 10.856	1/11/2026	ASSA
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria. (*)	USD 577.100 (Límite indemnización)	1/11/2026	Mapfre Seguros Guatemala

Los contratos de las pólizas son firmados en dólares.

(\*) Cifras de la vigencia 2024 a 2025. Póliza que a 31/12/2025 está en expedición de renovación.

**Panamá**

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (*).	USD 10.000	1/11/2026	ASSA
	Responsabilidad civil ambiental (*)	USD 11.542	1/11/2026	ASSA
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria. (*)	USD 1.085.650 (Límite indemnización)	1/11/2026	ASSA
Mercancías y bienes	Transporte de mercancía	USD 250 por despacho	31/7/2026	ASSA

Los contratos de las pólizas son firmados en dólares.

(\*) Cifras de la vigencia 2024 a 2025. Póliza que a 31/12/2025 está en expedición de renovación.

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

**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 diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 93.790.122	\$ 110.068.116
Enel Renovable S.R.L.	12.216.854	14.337.182
	<b>\$ 106.006.976</b>	<b>\$ 124.405.298</b>

Estas plusvalías surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power S.p.A. en el pasado.

Para estimar el valor en uso de los activos de Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Renovable S.R.L. el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos (FCF) a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las unidades generadoras de efectivo (UGE), utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas. Teniendo en cuenta:

- **Evolución de la demanda:** la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo.
- **Hidrología:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año y medio.
- **Precios de compra y venta de energía:** se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del spot previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el índice de precios al consumidor), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- **Fuentes externas:** Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. La tasa de crecimiento (g) utilizada para extrapolar las proyecciones, al 31 de diciembre de 2025 para las sociedades en Panamá en las que se encuentra asignadas las plusvalías en mención, corresponde a 2,3% en función de la inflación de Estados Unidos considerando que es la moneda fuerte de este país.

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

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2025 de las sociedades, se encuentran en 16,7% y 9,2%, tasas calculadas mediante el método iterativo, el cual determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

Después de haber efectuado un análisis de recuperabilidad de las variables mencionadas anteriormente, la administración concluyó que no existen indicios de deterioro, que pudiese afectar los resultados del Grupo.

## 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 2277 de 2022 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 diciembre de 2025 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Al 31 de diciembre de 2025
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 460.962	\$ 2.039.435	\$ 3.844.114	\$ 6.344.511
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 460.962</b>	<b>\$ 2.039.435</b>	<b>\$ 3.844.114</b>	<b>\$ 6.344.511</b>

(1) Al 31 de diciembre 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 diciembre de 2025
Provisiones y otros (a)	\$ 19.362.426	\$ (2.406.186)	\$ (8.781.465)	\$ 8.174.775
Propiedad planta y equipo	(1.910.839)	80.575	-	(1.830.264)
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 17.451.587</b>	<b>\$ (2.325.611)</b>	<b>\$ (8.781.465)</b>	<b>\$ 6.344.511</b>

(a) Al 31 de diciembre 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 diciembre de 2025
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 12.762.065	\$ (6.356.105)	\$ 6.405.960
Otros	6.600.361	(4.831.546)	\$ 1.768.815
	<b>\$ 19.362.426</b>	<b>\$ (11.187.651)</b>	<b>\$ 8.174.775</b>

### Pasivos por impuestos diferidos:

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

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

	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 diciembre de 2025
<b>Impuesto diferido activo</b>					
Provisiones y otros (1)	\$ 162.203.572	\$ 14.613.502	\$ -	\$ -	\$ 176.817.074
Obligaciones de aportación definida	9.347.436	(8.223.632)	23.958.697	-	25.082.501
Forward y swap	(25.298.424)	716.286	17.612.095	-	(6.970.043)
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 146.252.584</b>	<b>\$ 7.106.156</b>	<b>\$ 41.570.792</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 194.929.532</b>
<b>Impuesto diferido pasivo</b>					
Otros	(315.759)	26.318	-	-	(289.441)
Método de participación Centroamérica	(60.136.407)	(4.075.600)	20.989.940	-	(43.222.067)
Centroamérica (2)	(193.323.646)	-	-	27.838.602	(165.485.044)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(567.267.847)	(199.307.483)	-	-	(766.575.330)
<b>Total impuesto diferido pasivo</b>	<b>\$ (821.043.659)</b>	<b>\$ (203.356.765)</b>	<b>\$ 20.989.940</b>	<b>\$ 27.838.602</b>	<b>\$ (975.571.882)</b>
<b>Impuesto diferido activo (pasivo), neto</b>	<b>\$ (674.791.075)</b>	<b>\$ (196.250.609)</b>	<b>\$ 62.560.732</b>	<b>\$ 27.838.602</b>	<b>\$ (780.642.350)</b>

- (i) La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 31 de diciembre 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 diciembre 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 diciembre de 2025
Otros	\$ 66.049.691	\$ 22.231.134	\$ 88.280.825
Provisión de cuentas incobrables (a)	56.396.336	(12.425.858)	43.970.478
Provisión obligaciones laborales (b)	19.528.084	5.765.260	25.293.344
Provisiones de trabajos y servicios	15.432.905	(2.732.647)	12.700.258
Provisión por desmantelamiento	4.796.556	82.936	4.879.492
Provision pasivos contingentes (c)	-	1.692.677	1.692.677
	<b>\$ 162.203.572</b>	<b>\$ 14.613.502</b>	<b>\$ 176.817.074</b>

- (a) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.
- (b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición), provisión expatriados y provisiones e incentivos.
- (c) Reconocimiento de impuesto diferido por actualización financiera en pago a Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), según obligación de pago resolución 463 de 2025 "Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018".

**(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 diciembre de 2025
Costa Rica (a)	\$ (23.944.118)
Panamá (b)	(141.540.926)
<b>Total impuesto diferido, neto</b>	<b>\$ (165.485.044)</b>

- (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.

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

- (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.
- 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 2277 de 2022 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2025 se presenta a continuación:

	2025 en adelante
Provisiones y pasivos estimados	\$ 390.720.632
Cartera	126.323.068
Obligaciones de aportación definida	59.481.889
Instrumentos financieros	2.778.299
Otros	(23.519.677)
Propiedades, planta y equipo	(2.195.007.207)
	<b>(1.639.222.996)</b>
Tarifa	35%
Impuesto	(573.728.049)
Donaciones	462.500
Tarifa	25%
Impuesto	115.625
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	<b>(571.935.239)</b>
Base método de participación de Centroamérica	158.806.701
Impuesto pasivo por método de participación	<b>(43.222.067)</b>
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	<b>(165.485.044)</b>
<b>Total impuesto diferido pasivo, neto</b>	<b>\$ (780.642.350)</b>

## 17. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2025			Al 31 de diciembre de 2024		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 1.250.718.964	\$ 140.559.450	\$ 7.324.344.834	\$ 1.102.346.174	\$ 129.798.443	\$ 6.863.020.482
Bonos emitidos (2)	-	9.088.313	972.398.128	756.339.530	16.466.877	972.363.932
Obligaciones por leasing (3)	36.735.398	9.239.462	283.775.062	28.736.778	7.230.783	264.510.509
Instrumentos derivados (4)	7.891.790	-	24.443	2.832.573	-	-
	<b>\$ 1.295.346.152</b>	<b>\$ 158.887.225</b>	<b>\$ 8.580.542.467</b>	<b>\$ 1.890.255.055</b>	<b>\$ 153.496.103</b>	<b>\$ 8.099.894.923</b>

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

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

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
Scotiabank Colpatría S.A.	10,10%	14/5/2026	\$ 5.015.737	\$ 400.000.000	\$ 405.015.737	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bancolombia S.A.	10,16%	30/11/2026	2.348.320	260.000.000	262.348.320	-	-	-	-	-	-
Mufg bank ltd.	13,02%	12/4/2028	15.620.594	227.875.000	243.495.594	227.875.000	113.937.500	-	-	-	341.812.500
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	215.000.000	217.014.801	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	9,20%	15/7/2026	2.605.250	60.000.000	62.605.250	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,08%	28/4/2029	3.525.167	50.000.000	53.525.167	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	-	150.000.000
International Finance	12,38%	15/10/2031	33.244.990	-	33.244.990	-	60.557.850	60.557.850	351.235.530	726.754.204	1.199.105.434
Bancolombia S.A.	10,63%	15/7/2026	333.840	15.000.000	15.333.840	-	-	-	-	-	-
European Investment Bank	11,21%	22/7/2035	10.189.994	5.020.550	15.210.544	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
European Investment Bank	10,63%	22/7/2035	9.661.340	5.020.550	14.681.890	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
Bancolombia S.A.	11,26%	5/4/2028	12.745.920	-	12.745.920	-	480.000.000	-	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	11,01%	26/11/2032	8.236.700	-	8.236.700	-	-	-	-	-	775.000.000
Bancolombia S.A.	10,83%	28/7/2028	7.763.676	-	7.763.676	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	5.904.812	-	5.904.812	-	-	-	-	-	593.857.152
Bancolombia S.A.	11,14%	26/2/2031	645.225	5.250.000	5.895.225	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	1.166.667	29.166.667
Banco Davivienda S.A.	10,85%	13/3/2029	1.338.745	3.750.000	5.088.745	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	-	11.250.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	4.639.495	-	4.639.495	-	-	-	-	-	466.602.048
Banco Popular S.A.	11,02%	26/11/2029	3.191.400	-	3.191.400	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,09%	19/10/2027	2.008.689	-	2.008.689	100.000.000	-	-	-	-	100.000.000
Banco Davivienda S.A.	11,32%	22/12/2030	1.992.833	-	1.992.833	-	-	-	660.000.000	-	660.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.560.333	-	1.560.333	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
Banco Davivienda S.A.	11,15%	26/11/2031	1.344.750	-	1.344.750	-	-	-	-	125.000.000	125.000.000
Bancolombia S.A.	10,32%	30/11/2027	1.325.333	-	1.325.333	150.000.000	-	-	-	-	150.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.225.976	-	1.225.976	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Banco de Bogotá S.A.	10,48%	5/4/2026	860.378	284.055	1.144.433	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,17%	15/8/2034	94.551	833.333	927.884	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	9.166.666	19.166.666
Bancolombia S.A.	11,02%	30/11/2028	837.787	-	837.787	-	89.000.000	-	-	-	89.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,37%	19/3/2031	818.599	-	818.599	-	-	-	-	207.666.667	207.666.667
Banco BBVA Colombia S.A.	11,22%	11/9/2030	816.953	-	816.953	-	-	-	130.000.000	-	130.000.000
Itaú Colombia S.A.	11,86%	19/6/2029	652.598	-	652.598	-	79.500.000	79.500.000	-	-	159.000.000
Bancolombia S.A.	10,30%	23/12/2027	496.250	-	496.250	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	8,17%	19/2/2035	183.890	-	183.890	7.291.667	8.750.000	8.750.000	8.750.000	36.458.333	70.000.000
<b>Total créditos</b>			<b>\$143.244.926</b>	<b>\$1.248.033.488</b>	<b>\$1.391.278.414</b>	<b>\$759.707.767</b>	<b>\$1.317.286.450</b>	<b>\$519.598.950</b>	<b>\$1.169.526.630</b>	<b>\$3.558.225.037</b>	<b>\$7.324.344.834</b>

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 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
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	1.702.856	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	16.666.667	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	685.826	2.556.496	3.442.322	1.136.220	-	-	-	-	1.136.220
Bancolombia S.A.	9,98%	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
<b>Total créditos</b>			<b>\$315.233.955</b>	<b>\$916.910.662</b>	<b>\$1.232.144.617</b>	<b>\$1.324.011.220</b>	<b>\$1.125.708.334</b>	<b>\$1.302.328.684</b>	<b>\$564.641.182</b>	<b>\$2.546.331.062</b>	<b>\$6.863.020.482</b>

Durante el 2025 se adquirieron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Bancolombia S.A.	26 de noviembre de 2025	26 de noviembre de 2032	7	\$ 775.000.000	IBR 3M + 1,69%
Davivienda S.A.	22 de diciembre de 2025	22 de diciembre de 2030	5	660.000.000	IBR 3M + 1,75%
Banco Popular S.A.	26 de noviembre de 2025	26 de noviembre de 2029	4	300.000.000	IBR 3M + 1,70%
European Investment Bank	22 de julio de 2025	22 de julio de 2035	10	200.822.000	IBR O/N + 1,7287% SV
European Investment Bank	22 de julio de 2025	22 de julio de 2035	10	200.822.000	IBR O/N + 2,3101% SV
Itaú Colombia S.A.	19 de junio de 2025	19 de junio de 2029	4	159.000.000	IBR 3M + 2,25%
Banco BBVA Colombia S.A.	11 de septiembre de 2025	11 de septiembre de 2030	5	130.000.000	IBR 3M + 1,71%
Davivienda S.A.	26 de noviembre de 2025	26 de noviembre de 2031	6	125.000.000	IBR 3M + 1,82%
Banco de Bogotá S.A.(Findeter)	19 de febrero de 2025	19 de febrero de 2035	10	70.000.000	IBR - 1% MV
<b>Total</b>				<b>\$ 2.620.644.000</b>	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

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

- Banco BBVA S.A. con vencimiento el 14 de enero de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco Davivienda S.A. con vencimientos el día 13 de cada mes, durante el año de 2025 por \$(416.667) c/u.
- Banco de Bogotá con vencimiento 19 de febrero de 2025 por \$(100.000.000).
- Banco de Bogotá S.A. con vencimientos 5 de cada mes, durante el año de 2025 por \$(284.056) c/u.
- Banco de Bogotá S.A. pago semestral el 21 de abril de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco de Occidente S.A. con vencimiento el 18 de junio de 2025 por \$(250.000.000).
- Bancolombia S.A. el 28 de abril de 2025 por \$50.000.000.
- Banco Mufg Bank Ltd. el 14 de octubre cuota semestral por \$(113.937.500).
- Banco de Occidente S.A. con vencimiento el 7 de noviembre de 2025 por \$(113.000.000).
- Pagos anticipados de créditos 2025 por excedente de caja así:
  - Banco de Bogotá S.A. 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 S.A. el 28 de marzo por \$(37.000.000).
  - Bancolombia S.A. el 6 de junio por \$(75.000.000).
  - Banco de Bogotá S.A. el 19 de junio por \$(159.000.000).
- Pago anticipado de créditos 2025 por cambio de crédito a Banco Davivienda por mejora en negociación así:
  - Bancolombia S.A. el 22 de diciembre pago 2 créditos por \$(660.000.000).

Al 31 de diciembre de 2025, el grupo dispone \$4.524.109.089 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.

- (2) La disminución de bonos a diciembre de 2025 corresponde a:

**Generación:** Recompra del Bono B12-13 Quimbo por \$(363.030.000) e intereses por \$(27.004.562) con vencimiento el 11 de septiembre de 2025, pago intereses Bono B16-14 por \$(15.012.400) y Bono 15 Quimbo intereses por \$(17.441.600) se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$64.665 y periodificación intereses por \$ 64.718.331.

**Distribución:** Recompra del Bono E7-18 por \$(200.000.000) e intereses por \$(3.047.031) y recompra de Bono B12-13 por \$(193.340.000) e intereses por \$(5.011.932) con vencimiento el 18 de noviembre de 2025, y pago de intereses a cierre de diciembre de 5 bonos por \$(67.362.294) y periodificación intereses por \$62.782.925.

### **Generación**

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes dos (2) emisiones de bonos en el mercado local, bajo el programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P.

A continuación, se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2025:

### **Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local**

Actualmente Enel Colombia S.A. E.S.P. dispone un programa de emisión y colocación de bonos Ordinarios, Bonos Verdes Ordinarios, Bonos Sociales Ordinarios, Bonos Sostenibles Ordinarios, Bonos Ordinarios Vinculados a la Sostenibilidad y papeles comerciales. Este programa permite realizar

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

emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, durante el periodo de vigencia del mismo.

Al 31 de diciembre de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también denominadas como “Tramos” de acuerdo con la terminología utilizada en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Enel Colombia S.A. E.S.P. están calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A. Cabe destacar que en 2025 no se realizó ninguna nueva emisión de bonos.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global inicialmente aprobado	\$700.000.000
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer Incremento al cupo global autorizado:	En \$1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al cupo global autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al cupo global autorizado:	En \$315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al cupo global autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al cupo global autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 11 de septiembre de 2026
Sexto incremento al cupo global autorizado:	En \$4.600.000.000
Modificación Razón Social	Enel Colombia S.A. ESP
Inclusión nuevas especies de bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie	Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022
Cupo global total autorizado al 31 de dic de 2025:	\$9.000.000.000
Monto emitido bajo el programa al 31 de dic de 2025:	\$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2025:	\$5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

Enel Colombia S.A. E.S.P. ha emitido 8 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

**Primer Tramo:**

Valor total colocado	\$170.000.000
	Sub-serie B10: \$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	10 años
Fecha de emisión:	20 de febrero de 2007
Fecha de vencimiento:	20 de febrero de 2017
Tasa Cupón	IPC + 5,15% E.A.

**Segundo Tramo:**

Valor total colocado	\$265.000.000 así:
	Sub-serie A5: \$ 49.440.000
	Sub serie B10: \$160.060.000
	Sub serie B15: \$ 55.500.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie A5: 5 años
	Sub-serie B10: 10 años



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

**Segundo Tramo:**

Fecha de emisión:	Sub-serie B15: 15 años 11 de febrero de 2009, para todas las sub-series
Fecha de vencimiento:	Sub-serie A5: 11 de febrero de 2014 Sub-serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B15: 11 de febrero de 2024
Tasa Cupón	Sub-serie A5: DTF T.A. + 1,47% Sub-serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub-serie B15: IPC + 6,09% E.A.

**Tercer Tramo:**

Valor total colocado	\$400.000.000 así: Sub-serie E5: \$ 92.220.000 Sub-serie B9: \$218.200.000 Sub-serie B12: \$ 89.580.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$ 0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de Emisión	2 de julio de 2009 para todas las sub-series
Fecha de vencimiento	Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021
Tasa cupón	Sub-serie E5: Tasa Fija 9,27% E.A. Sub-serie B9: IPC + 5,90% E.A. Sub-serie B12: IPC + 6,10% E.A.

**Cuarto Tramo:**

Valor total colocado	\$ 500.000.000 así: Sub-serie B10: \$300.000.000 Sub-serie B15: \$200.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2025	\$40.640
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$200.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión	13 de diciembre de 2012
Fecha de vencimiento	Sub-serie B10: 13 de diciembre de 2022 Sub-serie B15: 13 de diciembre de 2027
Tasa Cupón	Sub-serie B10: IPC + 3,52% E.A. Sub-serie B15: IPC + 3,64% E.A.

**Quinto Tramo:**

Valor total colocado	\$565.000.000, así: Sub-serie B6: \$201.970.000 Sub-serie B12: \$363.030.000
Costos de transacción al 31 de dic.2025	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	11 de septiembre de 2013
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 11 de septiembre de 2019 Sub-serie B12: 11 de septiembre de 2025
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 4,25% E.A. Sub-serie B12: IPC + 5,00% E.A.

El 11 de septiembre de 2025 se efectuó el pago por vencimiento del Sub-serie B12 por \$363.030.000.

**Sexto Tramo:**

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

**Sexto Tramo:**

Valor total colocado	\$590.000.000 así: Sub-serie B6: \$241.070.000 Sub-serie B10: \$186.430.000 Sub-serie B16: \$162.500.000
Costos de transacción al 31 de dic.2025	\$61.231
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$162.500.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020 Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024 Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A. Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A. Sub-serie B16: IPC + 4,15% E.A.

**Séptimo Tramo:**

Valor total colocado	\$525.000.000, así: Sub-serie B3: \$234.870.000 Sub-serie B7: \$290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2025	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años Sub-serie B7: 7 años
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B7: 11 de febrero de 2023
Tasa cupón	Sub-serie B3: IPC + 3,49% E.A. Sub-serie B7: IPC + 4,69% E.A.

**Octavo Tramo (\*):**

Valor total colocado	\$300.000.000 así: Sub-serie E6: \$300.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022
Tasa cupón	Sub-serie E6: 7,59% E.A.

**Distribución**

Para el negocio de distribución la deuda financiera en bonos se encuentra representada en tres (3) emisiones de bonos vigentes en el mercado local.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local:

<b>Clase de Títulos</b>	<b>Bonos Ordinarios</b>
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010
Cupo Global inicialmente aprobado	\$600.000.000
Aprobación primera prórroga del plazo de colocación:	Resolución 0624 del 3 de abril de 2013
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 30 de abril de 2016
Aprobación primer incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0407 del 13 de marzo de 2014
Primer Incremento al cupo global Autorizado:	En \$185.000.000 adicionales
Aprobación Segundo incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1780 del 7 de octubre de 2014

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

<b>Clase de Títulos</b>	<b>Bonos Ordinarios</b>
Segundo incremento al cupo global autorizado:	En \$160.000.000 adicionales
Aprobación tercer incremento al cupo global autorizado:	Resolución No. 0623 del 23 de mayo de 2016.
Tercer incremento al cupo global autorizado:	En \$560.000.000 adicionales
Aprobación segunda prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 3 de junio de 2019
Modificación al PEC con la inclusión Papeles Comerciales y otros	Resolución No. 1893 del 3 de junio de 2019
Aprobación Cuarto incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0136 del 31 de enero de 2018
Cuarto incremento al cupo global autorizado:	En \$1.295.000.000 adicionales
Aprobación Quinto incremento del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0683 del 28 de mayo de 2019
Quinto incremento al cupo global autorizado:	En \$595.000.000 adicionales
Tercera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 19 de junio de 2022
Aprobación Sexto incremento al cupo global autorizado:	Resolución No.0146 del 22 de febrero de 2021
Sexto incremento al cupo global autorizado:	En \$1.200.000.000
Monto emitido bajo el programa al 31 de dic de 2025	\$3.040.000.000
Administración	Deceval S.A.

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.p.A., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Como resultado, no se renovó el plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación que estaba a nombre de Codensa S.A. E.S.P.

Enel Colombia S.A. E.S.P. ha emitido un total de 10 tramos de bonos bajo el referido programa, así:

**Primer Tramo:**

Valor total colocado	\$ 225.000.000
	Sub-serie B3: \$80.000.000
	Sub-serie B6: \$145.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años
	Sub-serie B6: 6 años
Fecha de emisión:	17 de febrero de 2010
Fecha de vencimiento:	Sub-serie B3: 17 de febrero de 2013
	Sub-serie B6: 17 de febrero de 2016
	Sub-serie B3: IPC + 2,98% E.A.
	Sub-serie B6: IPC + 3,92% E.A.
Tasa Cupón	

**Segundo tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$375.000.000, así:
	Sub-serie B5: \$181.660.000
	Sub-serie B12: \$193.340.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie B5: 5 años
	Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	15 de noviembre de 2013 para todas las series
	Sub-serie B5: 15 de noviembre de 2018
	Sub-serie B12: 13 de noviembre de 2025
Fecha de vencimiento	Deceval S.A.
Administrador de la emisión	Sub-serie B5: IPC + 3,92% E.A.
	Sub-serie B12: IPC + 4,80% E.A.
Tasa cupón:	AAA (Triple A)
Calificación	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.).

El 18 de noviembre de 2025 se efectuó el pago por vencimiento del Sub- serie B12 por \$193.340.000.

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

**Tercer tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$185.000.000, así: Sub-serie B7: \$185.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	7 años
Fecha de emisión	25 de septiembre de 2014
Fecha de vencimiento	25 de septiembre de 2021
Tasa cupón:	IBR + 3,53% E.A.

**Cuarto tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$90.000.000, así: Sub-serie E4: \$90.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	4 años
Fecha de emisión	15 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	15 de septiembre de 2020
Tasa cupón:	7,70% E.A.

**Quinto tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$430.000.000, así: Sub-serie E2: \$160.000.000 Sub-serie E5: \$270.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E2: 2 años Sub-serie E5: 5 años
Fecha de emisión	9 de marzo de 2017 para todas las series
Fecha de vencimiento	Sub-serie E2: 9 de marzo de 2019 Sub-serie E5: 9 de marzo de 2022
Tasa cupón:	Sub-serie E2: 7,04% E.A. Sub-serie E5: 7,39% E.A.

**Sexto tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$200.000.000, así: Sub-serie E7: \$200.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$ -
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E7: 7 años
Fecha de emisión	8 de junio de 2017
Fecha de vencimiento	Sub-serie E7: 8 de junio de 2024
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E7: 6,46% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

**Séptimo tramo bajo el programa**

Valor total colocado	\$360.000.000, así: Sub-serie E7: \$200.000.000 Sub-serie B12: \$160.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$160.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E7: 7 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	11 de abril de 2018
Fecha de vencimiento	Sub-serie E7: 11 de abril de 2025 Sub-serie B12: 11 de abril de 2030
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E7: 6,74% E.A.

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

**Séptimo tramo bajo el programa**

Calificación Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A.  
AAA (Triple A)  
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 11 de abril de 2025 se efectuó el pago por vencimiento de Sub-serie E7-18 por \$200.000.000.

**Octavo tramo bajo el programa**

Valor total colocado \$195.000.000, así:  
Sub-serie B5: \$195.000.000  
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025 \$ -  
Valor nominal por bono \$10.000  
Plazos de emisión Sub-serie B5: 5 años  
Fecha de emisión 23 de octubre de 2018  
Fecha de vencimiento Sub-serie B5: 23 de octubre de 2023  
Administrador de la emisión Deceval S.A.  
Tasa cupón: Sub-serie B5: IPC+2,82% E.A.  
Calificación AAA (Triple A)  
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

**Noveno tramo bajo el programa**

Valor total colocado \$480.000.000, así:  
Sub-serie E4: \$280.000.000  
Sub-serie B10: \$200.000.000  
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025 \$200.000.000  
Valor nominal por bono \$10.000  
Plazos de emisión Sub-serie E4: 4 años  
Sub-serie B10: 10 años  
Fecha de emisión 7 de marzo de 2019  
Fecha de vencimiento Sub-serie E4: 7 de marzo de 2023  
Sub-serie B10: 7 de marzo de 2029  
Administrador de la emisión Deceval S.A.  
Tasa cupón: Sub-serie E4: 6,30% E.A.  
Sub-serie B10: IPC +3,56% E.A.  
Calificación AAA (Triple A)  
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

**Décimo tramo bajo el programa**

Valor total colocado \$500.000.000, así:  
Sub-serie E4: \$250.000.000  
Sub-serie B7: \$250.000.000  
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025 \$250.000.000  
Valor nominal por bono \$10.000  
Plazos de emisión Sub-serie E4: 4 años  
Sub-serie B7: 7 años  
Fecha de emisión 25 de agosto de 2020  
Fecha de vencimiento Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024  
Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027  
Administrador de la emisión Deceval S.A.  
Tasa cupón: Sub-serie E4: 4,70% E.A.  
Sub-serie B10: IPC +2,45% E.A.  
Calificación AAA (Triple A)  
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente		1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Total corriente				
B12-18	9,08%	Variable	\$ 3.156.000	\$ 3.156.000	\$ -	\$ -	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000
B7-2020	7,88%	Variable	1.928.500	1.928.500	250.000.000	-	-	250.000.000
B16-14	9,67%	Variable	1.901.413	1.901.413	-	-	162.438.768	162.438.768
B10-19	9,05%	Variable	1.190.400	1.190.400	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,13%	Variable	912.000	912.000	199.959.360	-	-	199.959.360
			<b>\$ 9.088.313</b>	<b>\$ 9.088.313</b>	<b>\$ 449.959.360</b>	<b>\$ 200.000.000</b>	<b>\$ 322.438.768</b>	<b>\$ 972.398.128</b>

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

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

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			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
			<b>\$ 16.466.877</b>	<b>\$ 756.339.530</b>	<b>\$ 772.806.407</b>	<b>\$ 250.000.000</b>	<b>\$ 199.938.737</b>	<b>\$ 200.000.000</b>	<b>\$ 322.425.195</b>	<b>\$ 972.363.932</b>

(3) El detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 18.760.341	\$ 178.381.710	\$ 15.006.994	\$ 160.365.440
Vehículos (b)	16.075.540	24.754.621	9.820.329	14.287.493
Edificios (c)	11.138.979	80.638.731	11.140.238	89.857.576
<b>Total</b>	<b>\$ 45.974.860</b>	<b>\$ 283.775.062</b>	<b>\$ 35.967.561</b>	<b>\$ 264.510.509</b>

En la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento por \$25.428.778 corresponde a:

- (a) Incremento por firma de nuevos contratos con Agropecuaria Chapín Hermanos S.A.S. por \$24.414.471 hasta mayo de 2054 a una tasa del 12,87%; ajuste por IPC en contratos con Maria Cecilia Botero de Botero por \$4.041.074 a una tasa del 13,12%, Terrapuerto S.A.S. por \$539.127 a una tasa del 12,47%, Concretos El Rubí S.A.S. por \$476.645 a una tasa del 11,31% e Ivan Britto Parodi por \$183.221 a una tasa del 12,47%; amortización de capital y pago de intereses de contratos con Agropecuaria Chahín Hermanos S.A.S. por \$(2.491.758), Concretos El Rubí S.A.S. por \$(1.535.328), Proaxa S.A.S. por \$(1.009.784), C.I Alliance S.A. por \$(988.043), Terrapuerto S.A.S. por \$(731.479) y otros por \$(236.682).
- (b) Incremento por firma de nuevos contratos con Inversiones Trans Sabana S.A.S. por \$11.812.048 hasta febrero de 2030 a una tasa del 12,24%, Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$8.215.470 hasta por 6 años, Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$3.276.223 hasta mayo de 2027 a una tasa del 11,29%, renovación de contratos con ALD Automotive S.A. por \$620.359 hasta enero de 2027; baja por terminación anticipada de contrato con Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.229.890) el cual se contemplaba inicialmente hasta febrero de 2026; amortización de capital y pago de intereses de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(7.077.435), Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.822.996), Inversiones Trans Sabana S.A.S. por \$(1.705.633), ALD Automotive S.A. por \$(1.000.255), Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$(768.216) y Busexpress S.A.S. por \$(253.550).
- (c) Amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por \$(6.685.280), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(323.867), Paez Ruiz y Asociados Ltda. por \$(254.253), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por \$(174.868), Muñoz Hermanos Fyn y Compañía S.A.S. por \$(134.848), otros por \$(282.771); aumento por ampliación en plazo de ejecución del contrato con Alberto Flechas Vega hasta diciembre de 2026 por \$254.941 a una tasa del 10,78% y ajuste por IPC en contrato con Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$199.232.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el incremento corresponde a la firma de contrato por arrendamiento de vehículo con Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S por \$113.824 en julio 2025 por 4 años a una tasa del 12,31%. El capital amortizado a diciembre 2025 es de \$(10.921).

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

**Centroamérica**

En las compañías de Centroamérica se presenta un aumento por \$3.843.074 y el detalle de leasing por país es el siguiente:

**Panamá:** Corresponde a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de la compañía Enel Renovable S.R.L.; 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 diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 3.240.798	\$ 19.266.833	\$ 3.499.361	\$ 18.189.007
Edificios	1.738.025	2.475.991	2.443.419	1.842.452
Vehículos	1.464.510	-	352.952	-
	<b>\$ 6.443.333</b>	<b>\$ 21.742.824</b>	<b>\$ 6.295.732</b>	<b>\$ 20.031.459</b>

**Guatemala:** Corresponde principalmente a la renta del edificio de las oficinas centrales con Birra S.A y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., y Enel Guatemala S.A. con Agroindustrias California S.A, Quenenee S.A., entre otros.

El 01 de abril 2025 se inició con la ejecución de un contrato operativo de una Flotilla de Pick Up con Renta Autos de Guatemala S.A. el cual tienen una vigencia de 5 años a una tasa de 12,83%.

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 3.038.013	\$ 18.890.072	\$ 530.901	\$ 23.108.294
Edificios	506.442	3.149.184	109.082	4.748.655
Vehículos	881.486	5.481.129	52.645	2.272.740
	<b>\$ 4.425.941</b>	<b>\$ 27.520.385</b>	<b>\$ 692.628</b>	<b>\$ 30.129.689</b>

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

Durante el primer semestre de 2025 se inició con la ejecución de 2 contratos de renting de vehículos, uno Operativo y otro Managerial con Rente un Auto Esmeralda S.A. los cuales tienen una vigencia de 5 años.

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 207.995	\$ 1.636.471	\$ 224.260	\$ 2.164.630
Vehículos	322.137	1.082.386	-	-
	<b>\$ 530.132</b>	<b>\$ 2.718.857</b>	<b>\$ 224.260</b>	<b>\$ 2.164.630</b>

- (4) Al 31 de diciembre de 2025, la principal variación corresponde a la constitución de veintidós (22) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/5/2026	2.910.000	USD	4.468,50	\$ 1.516.823	\$ -
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.500.000	USD	4.455,50	1.047.630	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4.643,00	1.047.207	-
Trading	Energía	Derivex S.A.	Trading	31/1/2026	-	COP	3.757,08	930.980	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.250.000	USD	4.128,50	671.850	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	510.649	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	492.363	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	7.000.000	USD	3.877,80	452.583	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	7.000.000	USD	3.877,80	411.994	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/2/2026	1.000.000	USD	3.877,80	107.648	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	27/2/2026	1.000.000	USD	3.877,80	94.545	-

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2026	1.000.000	USD	3.877,80	90.084	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2026	1.000.000	USD	3.877,80	78.759	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	72.950	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	70.338	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	1.000.000	USD	3.877,80	64.655	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	1.000.000	USD	3.877,80	58.856	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2026	1.000.000	USD	3.877,80	56.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	44.119	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/1/2026	2.163.769	USD	3.822,07	35.917	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	35.799	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	4/1/2027	1.000.000	USD	3.877,80	0	24.443
Total valoración								\$ 7.891.790	\$ 24.443

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
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 Colpatría 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								\$ 2.832.573

## 18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.444.439.472	\$ -	\$ 1.157.591.769	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	537.440.607	-	667.617.735	-
Otras cuentas por pagar (3)	308.431.477	402.257.398	389.762.222	200.110.384
<b>Total</b>	<b>\$ 2.290.311.556</b>	<b>\$ 402.257.398</b>	<b>\$ 2.214.971.726</b>	<b>\$ 200.110.384</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, por \$1.424.425.196 y \$1.135.493.846, respectivamente; corresponden a cuentas por pagar de bienes y servicios mediante operaciones de recaudo con el banco Bancolombia S.A. por \$72.861.692, Scotiabank Colpatría S.A. por \$52.500.000 y Citibank Colombia S.A. por \$66.320.791.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
JE Jaimes Ingenieros S.A.S.	\$ 66.894.944
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Colombia S.A.	62.577.660
Mecanicos Asociados S.A.S.	44.197.648
Delttec S.A.	39.556.652
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	38.877.359
Comercial de Valores Colombia S.A.S.	33.677.118
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	27.754.974
Weg Equipamentos Eletricos SpA.	26.800.759
Nclave Renewable, S.L.	25.651.898
Eiffage Energia Colombia S.A.S.	25.065.138
Sicte S.A.S.	24.318.508
Negratin Colombia S.A.S.	23.004.244
Huawei Technologies Colombia S.A.S.	22.820.859
Transportadora Juannas S.A.S.	22.230.194



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

Proveedor	Valor
Risen Energy Co Ltd.	21.330.337
Soltec Energías Renovables S.L.	19.789.248
Siemens Energy S.A.S.	15.477.229
Nextpower Llc.	14.396.115
Inmel Ingeniería S.A.S.	14.134.962
Enertronica Santerno SpA.	14.108.689
Powerchina International Group Limited.	13.457.415
Andritz Hydro Ltda.	13.389.818
Consultoría y Medio Ambiente S.A.	11.767.330
Dominion Colombia S.A.S.	11.605.213
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	11.325.149
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	11.243.668
Cm & Services S.A.S.	11.062.042
Cables de Energía y de Telecomunicaciones S.A.S.	10.246.948
Accenture Ltda.	9.942.641
Chint Electric Co Ltd.	9.854.974
Mínima Arquitectos S.A.S.	9.069.740
Indra Colombia S.A.S.	8.998.731
Instituto de Desarrollo Urbano IDU.	8.200.000
Otros	509.914.509
<b>Total</b>	<b>\$ 1.232.742.713</b>

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el saldo por \$1.909.342 y \$1.251.775, respectivamente, corresponde principalmente a compras de medidores, con Gatria S.A.S. por \$468.104, Cam Multiservicios S.A.S. por \$343.651 y servicios de telemedida con Atech Advanced Solutions S.A.S. por 329.822.

#### **Centroamérica**

**Costa Rica:** El saldo por \$13.740.899 (\$16.144.355 en 2024), 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.

**Guatemala:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el saldo por \$4.364.035 y \$4.701.228, respectivamnete; corresponde principalmente a la cuenta por pagar al proveedor Administrador de Mercado Mayorista - AMM por \$3.678.181.

- (2) Al 31 de diciembre de 2025 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$312.716.293 (\$354.900.923 en 2024); segmento de generación por \$148.460.704 (\$254.955.634 en 2024), comercialización de gas por \$3.337.670 (\$4.178.432 en 2024).

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo por \$4.240.837 y \$6.557.852, respectivamente; corresponde principalmente a las estimaciones de compras de energía a XM S.A. E.S.P e Isagen S.A. E.S.P. por \$2.867.194; adicionalmente a las provisiones asociadas al transporte de energía para pago a los operadores de red.

#### **Centroamérica**

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el valor por \$33.009.535 y \$39.419.915, respectivamente; corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; los terceros más representativos son AES Panamá SRL. por \$3.517.986, Santiago Solar PTY, Corp. por \$2.180.619, Ideal Panamá, S.A. por \$1.942.868 y Edemet S.A. por \$1.269.449.

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

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

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 207.367.560	\$ 402.257.398	\$ 297.279.736	\$ 200.110.384
Saldo a favor de clientes (b)	75.213.396	-	60.247.741	-
Recaudo a favor de terceros (c)	25.850.521	-	32.234.745	-
<b>Total</b>	<b>\$ 308.431.477</b>	<b>\$ 402.257.398</b>	<b>\$ 389.762.222</b>	<b>\$ 200.110.384</b>

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$123.811.390, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$35.589.653. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por 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 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.

El saldo no corriente corresponde a anticipo de cargadores y actualización del VPN con las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. por \$22.074.230, y el reconocimiento de la deuda por proceso jurídico con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos - UAESP por \$229.680.866.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 el saldo por \$517.887 (\$235.153 en 2024) corresponde principalmente al cobro recaudado y pendiente de giro por concepto de alumbrado público de municipios por \$420.805.

#### **Centroamérica**

**Panamá:** El saldo por valor de \$36.605.875 en el corto plazo y \$150.502.302 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 Power Purchase Agreement (PPA).

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025 por \$5.982.784, corresponde principalmente a servicios profesionales.

**Guatemala:** Corresponde principalmente a cuentas por pagar de proyectos repowering y otras provisiones por un valor de \$4.859.971.

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 el saldo por \$61.361.042 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 diciembre de 2025 el saldo por \$13.852.354 corresponde a saldos a favor de clientes por compra y venta de energía, contrato de exportación firmado con el tercero Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (EDECSA).

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 el saldo corresponde a los contratos de recaudo a favor de terceros así: IVA contratos de mandato por \$16.309.233, Área Limpia Servicios Ambientales S.A. E.S.P. por \$4.298.325, Transglobal S.A.S. por \$1.899.823, Municipio de Ubaté por \$817.687 y otros recaudos de terceros por \$2.525.453.

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

**19. Provisiones**

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Provisiones ambientales</b>	<b>\$ 226.578.844</b>	<b>\$ 797.434.692</b>	<b>\$ 167.034.791</b>	<b>\$ 611.185.529</b>
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	135.385.027	310.293.308	105.993.740	318.202.222
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (2)</i>	34.875.674	124.728.784	28.435.227	62.760.182
<i>Plan de restauración Quimbo (1)</i>	29.913.521	194.059.449	25.505.966	131.746.130
<i>Provisión ambiental río Bogotá (3)</i>	16.513.087	8.805.115	5.493.637	9.389.189
<i>Plan de compensación CAR (4)</i>	5.036.338	158.079.838	1.167.457	88.441.033
<i>Otras compensaciones ambientales (5)</i>	4.855.197	1.468.198	438.764	646.773
<b>Provisión de reclamaciones legales (6)</b>	<b>37.844.033</b>	<b>5.665.367</b>	<b>37.547.115</b>	<b>32.948.888</b>
<i>Civiles y otros</i>	23.649.462	-	11.880.888	6.652.608
<i>Laborales</i>	12.406.286	-	7.867.899	621.618
<i>Sanciones</i>	1.788.285	5.665.367	17.798.328	25.674.662
<b>Desmantelamiento</b>	<b>5.415.499</b>	<b>22.645.447</b>	<b>10.085.587</b>	<b>26.689.577</b>
<i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>	5.193.707	5.067.066	9.780.655	5.442.972
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	221.792	13.544.609	-	15.277.321
<i>Desmantelamiento de asbesto</i>	-	4.033.772	304.932	5.969.284
<b>Otras provisiones</b>	<b>72.596.175</b>	<b>59.840.048</b>	<b>20.998.833</b>	<b>91.051.258</b>
<i>Provisión renta temporal (8)</i>	32.748.484	-	-	-
<i>Provisión vía Gama Gachalá (9)</i>	29.838.147	50.274.392	3.952.857	62.695.201
<i>Otros (10)</i>	4.561.501	4.139.597	3.000.000	5.443.021
<i>Provisión incertidumbre fiscal (11)</i>	3.502.025	-	12.099.958	-
<i>Provisión recuperación Tominé</i>	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
<i>Provisión de fondo electrificación rural (12)</i>	-	4.304.712	-	21.791.689
<b>Total provisiones</b>	<b>\$ 342.434.551</b>	<b>\$ 885.585.554</b>	<b>\$ 235.666.326</b>	<b>\$ 761.875.252</b>

- (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.

A diciembre de 2025, el incremento en el valor de la provisión por \$88.203.247 corresponde principalmente al reconocimiento de las siguientes obligaciones (valores nominales): plan de gestión de riesgos por \$29.312.061, sistema de oxigenación por \$21.818.880, sistema de infiltraciones de la presa \$21.410.381, gestión de ocupaciones de predios de compensación biótica por \$16.453.715 y al efecto por el incremento de la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo a diciembre de 2025 es 12,85% 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 registró 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. y Filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)

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.

Mediante resolución N°000192 del 9 de febrero de 2024 el ANLA aceptó unos predios en el marco de la obligación forzosa de no menos del 1% y se dictan otras disposiciones:

Artículo primero: Aceptar como ejecutado con cargo al Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, el proyecto “Descontaminación, protección y educación ambiental de las microcuencas de las Quebradas La Yaguilga y La Buenavista del Municipio del Agrado, Huila, Centro Oriente” por la suma de \$1.057.549. el cual consistió en la construcción de unidades sanitarias e instalación de kits de sistemas de tratamiento de aguas residuales de uso doméstico en el municipio del Agrado, de conformidad con lo expuesto de la parte motiva del presente acto administrativo.

Artículo segundo: Aceptar dentro de la línea de capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: “formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°00379 de 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje - SENA y Enel Colombia S.A. E.S.P. plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo” a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

1. Implementación de la responsabilidad ambiental como un modelo de vida.
2. Promoción de estrategias de apropiación ambiental del territorio.
3. Apropiación de aspectos técnicos y normativos para la elaboración de estudios ambientales.
4. Gestión y educación ambiental.

Artículo tercero: Como consecuencia de la aprobación realizada en el artículo anterior, se requiere a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., para que dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental - ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el SENA, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipio, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del ítem “Recurso Humano - Aprendices”. La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó recurso de reposición en contra de la resolución 000192 del 09 de febrero de 2024.

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P., solicitó al ANLA la aprobación de compra del predio Reserva Forestal e Hídrica la Montañita en el municipio de Paicol, plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo.

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

Mediante radicado 20246200315192 del 20 de marzo de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P., remitió respuesta a la solicitud realizada por parte de la autoridad Ambiental mediante el Artículo segundo de la Resolución 2992 de 2023.

Mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P., hizo entrega de la información solicitada por el ANLA en el Auto 11470 del 28 de diciembre de 2023.

Mediante radicado 20246200339232 del 27 de marzo de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P., dio alcance a los documentos entregados mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024 haciendo entrega de la certificación fiscal.

Mediante radicado 20246201093032 del 23 de septiembre de 2024, se presentó la certificación expedida el 11 de septiembre de 2024 por KPMG S.A.S. como revisor fiscal, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023.

- (23-09-2024) Certificación del año 2023 con consecutivo C.118/24-AUDM&SBOG-CER2024-23802 avalada por el revisor fiscal KPMG de Enel Colombia S.A. E.S.P., respecto de las inversiones base efectuadas en el año 2023 en la Central Hidroeléctrica el Quimbo y que hacen parte del cálculo para la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%.

El monto de las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, expresado en pesos colombianos, corresponde a la suma de doscientos treinta y tres millones ochocientos veintisiete mil quinientos once pesos moneda corriente (COP \$233.827.511) los cuales fueron obtenidos de la revisión de la plataforma SAP en los elementos de control presupuestal asociados a la construcción de la Hidroeléctrica el QUIMBO.

De acuerdo con el comprobante contable N°3123015815 del 21 de abril de 2023 generado del sistema de información financiera SAP, el Grupo registró un valor de \$1.524.769.437 en la cuenta del gasto denominada "Expropiación 202-0002172" a nombre de "Sociedad Casa Cuenca y Cia S en C".

De acuerdo con comprobante contable N°3123039320 del 29 de septiembre de 2023 generado del sistema de información financiera SAP, el Grupo registró un valor de \$2.829.240.659 en la cuenta del pasivo denominada "Prov dism rem & rest" a nombre de "Consorcio Impregilo". Valor total COP\$4.587.837.607.

Mediante Radicado 20246201434072 del 09 de diciembre de 2024 y en cumplimiento al requerimiento realizado en los numerales 4 y 5 del artículo cuarto de la resolución 2052 de 2024 y el Artículo Décimo Cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, el Grupo hace entrega de los ajustes solicitados por el ANLA al Certificado Fiscal 2022.

- (09-12-2024) Certificación del año 2022 con consecutivo C.139/24-AUDM&SBOG-CER2024-30513 avalada por el revisor fiscal KPMG de Enel Colombia S.A. E.S.P., respecto de las inversiones base de liquidación efectuadas en el periodo 01 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022 en la Central Hidroeléctrica el Quimbo.

El monto de las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, expresado en pesos colombianos, corresponde a la suma de Ochenta y cinco millones novecientos noventa y seis mil ciento seis pesos, moneda corriente (COP\$85.996.106) los cuales fueron obtenidos de la revisión de la plataforma SAP en los elementos PEP asociados a la construcción de la Hidroeléctrica el QUIMBO.

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

Mediante Resolución N°002901 del 26 de diciembre de 2024 la ANLA realiza la evaluación del plan de inversión forzosa de no menos del 1% y aprueba la línea de inversión denominada “Instrumentación y monitoreo del recurso hídrico” y su proyecto correspondiente “Fortalecimiento de la Red de Monitoreo Hidrológico y Meteorológico en la Cuenca Alta del Río Magdalena”, vigentes a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, presentado mediante la comunicación con radicación 20246200561832 del 17 de mayo de 2024, y que tiene como fin, la adquisición e instalación de cuatro (4) estaciones hidrometereológicas en los municipios de Pital, Garzón, Tarqui y Gigante del departamento del Huila.

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2025:

El 01 de abril de 2025 y en cumplimiento al requerimiento realizado en los numerales 4 y 5 del artículo cuarto de la resolución 2052 de 2024 y el Artículo Décimo Cuarto Resolución N°462 del 08 de marzo de 2021, el Grupo hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal 2024.

Mediante Auto 3117 del 29 de abril de 2025 la Autoridad Ambiental efectúa control y seguimiento ambiental al plan de inversión de 1% realiza requerimiento y da por concluidas las obligaciones y requerimientos de los Numerales 2, 3, 4, 5, 6 y 7 del artículo cuarto de la Resolución 192 del 9 de febrero de 2024.

El 10 de junio de 2025 y en cumplimiento al requerimiento realizado en el Auto 3117 del 29 de abril de 2025. Artículo Primero numerales 1, 2, 3, 4, 5, y 6 y Artículo Segundo Numerales 1 y 3, el Grupo hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal del año 2022 y 2023 ajustadas conforme al siguiente requerimiento:

*“Informar dentro del cuerpo de la certificación de revisor fiscal, el valor del monto base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, del proyecto “Hidroeléctrico El Quimbo”, en pesos, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022, detallado en los ítems establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2021.”*

El 04 de agosto de 2025 la autoridad ambiental evalúa el programa en cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y tomó la siguiente determinación:

Artículo Primero. Aprobar la liquidación parcial de la inversión forzosa de no menos del 1%, para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, en relación con el proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Por lo anterior, el monto del plan de inversión de no menos del 1% queda actualizado en \$16.327.436.

El 24 de septiembre de 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P. hace entrega del documento ICA 32, del cual la ANLA emitió cumplimiento a los parámetros mínimos mediante radicado 20254701006051 del 21 de noviembre de 2025.

(2) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:

- Parque Solar Guayepo I y II: Al 31 de diciembre de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo incluye compensaciones por pérdida de biodiversidad y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,99% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandataria de la licencia ambiental.
- Parque Solar El Paso: Al 31 de diciembre 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 12,82% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 24 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
- Parque Solar La Loma: Corresponde al valor registrado de la provisión ambiental por el plan de compensación del componente biótico. Al 31 de diciembre de 2025 comprende el plan de manejo

ambiental y la construcción de solución de drenajes para el rescate y monitoreo de fauna del parque solar La Loma, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,99% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.

- Parque Solar Fundación: Corresponde al valor registrado por la provisión ambiental para el plan de compensación del componente biótico. Al 31 de diciembre de 2025 comprende el plan de manejo ambiental y otras obligaciones ambientales requeridas por la CAR del parque solar Fundación, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,99% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
  - Parque Solar Guayepo III: Al 31 de diciembre de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo III incluye plan de compensación y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,99% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandataria de la licencia ambiental.
- (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, al 31 de diciembre de 2025 los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,79% E.A. y a diciembre de 2024 de 12,29% E.A.
- (4) Al 31 de diciembre 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 notificada 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 el proceso de demanda aún no cuenta con un pronunciamiento definitivo dentro del trámite judicial, el Grupo, conforme al concepto jurídico emitido, debe atender lo dispuesto en el acto administrativo mencionado. Esto implica cumplir con lo exigido en la Resolución y dentro de los plazos establecidos por la CAR, con el fin de mitigar el riesgo actualmente vigente derivado del proceso sancionatorio y de la posible configuración de una causal de caducidad de la concesión por el incumplimiento de una o más de sus obligaciones.

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

En este sentido, se deben desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR, cuyo valor estimado asciende a \$198.264.597, y cuya ejecución debe distribuirse a lo largo de la vigencia de la concesión hasta el año 2038. Para el cálculo del valor presente, se utilizó una tasa de descuento de 12,77% E.A. con corte a diciembre de 2025 y de 12,27% E.A. con corte a diciembre de 2024.

- (5) Al 31 de diciembre de 2025, se han constituido las provisiones correspondientes a proyectos ambientales; esto se ha llevado a cabo considerando el inicio de las actividades necesarias para 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 12,11% 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, sostenibilidad y plan de manejo ambiental, contemplados en las resoluciones 1385 del 2024 para Montevideo, 1272 del 2024 para Porvenir establecidas por el SDA (Secretaría Distrital de Ambiente) y DJUR No.50257000180 de 2025 para Bochica establecida por la CAR (Corporación Autónoma Regional).

- (6) Al 31 de diciembre de 2025, el valor de las pretensiones en las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$4.208.807.661. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, el Grupo ha provisionado \$43.509.400 (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 diciembre de 2025 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (a)	\$ 6.149.795
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Superintendencia de Servicios Públicos (b)	516.762
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2025</b>	<b>\$ 7.453.652</b>

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
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2024</b>	<b>\$ 43.472.990</b>

- (a) Corresponde a provisión al proceso de uso del agua. Dado que no se contaba con un equipo de medición del volumen de agua utilizado, la normativa vigente permite la estimación del consumo con base en el caudal máximo autorizado. El aumento de la capacidad instalada solo puede ser reconocido formalmente una vez que se obtenga la comunicación oficial del Ministerio de Minas y Energía (MME). Específicamente, la situación relativa a la capacidad de uso del agua del año 2016 no está amparada por una resolución formal del MME, lo que obligó al Grupo a registrar la provisión para cubrir esta contingencia.



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

Entre el 31 de diciembre de 2024 y 2025, la disminución corresponde al pago de sanciones por valor de \$(5.437.377) a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena por resoluciones emitidas en noviembre de 2023.

- (b) 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.

Concepto	Valor de la provisión a 2025	Valor de la provisión a 2024
Sanciones	\$ 7.453.652	\$ 43.472.990
Primas de éxito	4.118.021	4.686.887
Provisión litigios Fiscales	422.865	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	12.000
VPN	(5.498.759)	(506.459)
	<b>\$ 6.507.779</b>	<b>\$ 48.621.868</b>

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

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

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
Generación-Otros	Posible	22	\$ 2.277.839.772	\$ -
	Probable	3	4.516.860	4.967.652
	Remoto	4	112.320.000	-
<b>Total Distribución-Civil</b>		<b>29</b>	<b>2.394.676.632</b>	<b>4.967.652</b>
Distribución-Civil	Posible	266	799.912.055	-
	Probable	46	175.577.925	10.347.204
	Remoto	15	178.129.528	-
<b>Total Generación-Otros</b>		<b>327</b>	<b>1.153.619.508</b>	<b>10.347.204</b>
Quimbo	Posible	133	482.733.410	-
	Probable	8	6.361.783	2.408.513
	Remoto	13	82.650.126	-
<b>Total Quimbo</b>		<b>154</b>	<b>571.745.319</b>	<b>2.408.513</b>
Distribución-Laboral	Posible	267	54.455.131	-
	Probable	29	13.870.901	9.653.215
<b>Total Distribución-Laboral</b>		<b>296</b>	<b>68.326.032</b>	<b>9.653.215</b>
Renovables	Posible	2	1.603.000	-
	Remoto	2	6.662.488	7.390.302
<b>Total Renovables</b>		<b>4</b>	<b>8.265.488</b>	<b>7.390.302</b>
Generación-Laboral	Posible	22	7.168.328	-
	Probable	4	1.040.223	403.987
<b>Total Generación-Laboral</b>		<b>26</b>	<b>8.208.551</b>	<b>403.987</b>
Generación-Inundaciones A97	Posible	1	18.720	-
	Probable	3	3.222.181	1.785.000
<b>Total Generación-Inundaciones A97</b>		<b>4</b>	<b>3.240.901</b>	<b>1.785.000</b>
Generación-Inundaciones D97	Posible	4	165.238	-
	Probable	4	405.976	45.748
	Remoto	1	154.016	-
<b>Total Generación-Inundaciones D97</b>		<b>9</b>	<b>725.230</b>	<b>45.748</b>
<b>Total general</b>		<b>849</b>	<b>\$ 4.208.807.661</b>	<b>\$ 37.001.621</b>

- (7) Exportación de transformadores contaminados:

Al 31 de diciembre 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 diciembre de 2025 es de \$10.260.773, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al

valor presente neto a una tasa del 12,21% 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) Corresponde a provisión de renta temporal con el objetivo de adecuar la estructura organizativa a los requerimientos estratégicos y operativos de Enel Colombia S.A. E.S.P., asegurando su coherencia con el modelo de negocio, la eficiencia en el uso de recursos y la sostenibilidad financiera a largo plazo. La iniciativa incorpora la optimización de funciones, la eliminación de redundancias y el fortalecimiento del enfoque end to end en los procesos críticos. La reorganización garantiza que la estructura esté plenamente alineada con las prioridades corporativas de crecimiento sostenible, transición energética, digitalización y orientación al cliente, asegurando que cada unidad organizativa genere valor directo y medible para el cumplimiento del plan estratégico.
- (9) Al 31 de diciembre 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 12,26% E.A. Al 31 de diciembre de 2025 la variación en el corriente y no corriente corresponde a la reclasificación de la porción de largo plazo a corto plazo, de acuerdo con la proyección de pago.
- (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 periodo; (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 No.783 para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre el 12 de diciembre de 2024 entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.
- (11) 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.

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

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 diciembre 31 de 2025 la variación corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$630.761 y \$(9.442.694) y \$214.000 corresponde a la reversión de la provisión de contingencia en el pilar de distribución, toda vez que, con la firmeza de las declaraciones de renta de las vigencias 2018 y 2019 se elimina el riesgo de la contingencia.

- (12) 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 diciembre de 2025, es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión incertidumbre fiscal	Provisiones ambientales	Provisión vía Gama Gachala	Renta temporal	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)	7.188.879	(3.004.715)	(8.597.933)	186.876.478	-	-	(17.429.924)	165.032.785
Actualización efecto financiero	(4.992.299)	240.419	-	93.606.034	13.653.201	31.508.259	201.024	134.216.638
Recuperaciones (a)	(8.251.185)	-	-	-	-	-	-	(8.251.185)
Provisión utilizada	(20.931.998)	(5.949.922)	-	(34.689.296)	(188.720)	1.240.225	-	(60.519.711)
Total movimientos en provisiones	(26.986.603)	(8.714.218)	(8.597.933)	245.793.216	13.464.481	32.748.484	(17.228.900)	230.478.527
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 43.509.400	\$ 28.060.946	\$ 3.502.025	\$ 1.024.013.536	\$ 80.112.539	\$ 32.748.484	\$ 16.073.175	\$ 1.228.020.105

- (a) Al 31 de diciembre de 2025 las recuperaciones corresponden principalmente al pago de sanciones, recuperación de provisiones por resolución de sentencias favorables y renuncia a acuerdos de pago.

Del 31 de diciembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2025 los procesos eventuales variaron en \$15.517.822 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo Proceso	Valor
Distribución-Civil	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	3.825.297
	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	3.077.399
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	82.481
	Controversias contractuales (Ley 1437 de 2011)	33.000
	Proceso verbal sumario de acción de protección al consumidor (CGP)	(3.477)
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(1.572.836)
	Acción de reparación directa	(1.905.895)
<b>Total Distribución-Civil</b>		<b>3.535.969</b>
Distribución-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	1.740.264
	Ejecutivo laboral	58.857
<b>Total Distribución-Laboral</b>		<b>1.799.121</b>
Generación-Inundaciones A97	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	1.785.000
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(4.675.000)
<b>Total Generación-Inundaciones A97</b>		<b>(2.890.000)</b>
Generación-Inundaciones D97	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	45.748
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(224.248)
<b>Total Generación-Inundaciones D97</b>		<b>(178.500)</b>
Generación-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	(235)
<b>Total Generación-Laboral</b>		<b>(235)</b>
Generación-Otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	4.945.000
	Proceso verbal de pago por consignación (CGP)	15.795
	Acciones populares	1.857

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

Grupo Proceso	Tipo Proceso	Valor
<b>Total Generación-Otros</b>		<b>4.962.652</b>
Quimbo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	696.111
	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	202.401
<b>Total Quimbo</b>		<b>898.512</b>
Renovables	Arbitramento	4.361.479
	Acción Ejecutiva	3.028.824
<b>Total Renovables</b>		<b>7.390.303</b>
<b>Total general</b>		<b>15.517.822</b>

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2025 corresponde principalmente a:

(a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Fecha	Valor
Distribución-Civil	Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos - UAESP	Acción de Controversias contractuales	jul.-25	\$ 33.000
Distribución-Civil	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Nulidad y restablecimiento derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	sept.-25	1.300
Distribución-Civil	Real Tex Home Textile S.A.S.	Nulidad y restablecimiento derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	ago.-25	83.181
Distribución-Civil	E- somos alimentacion sas como convocante trasmilenio s.a. como convocado	Proceso arbitral (L. 1563 de 2012)	abr.-25	2.230.110
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata	Proceso ordinario de Mayor, menor y mínima cuantía	mar.-25	109.177
Distribución-Civil	Seguros del Estado	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	nov.-25	6.000
Distribución-Civil	Inversiones Los Almendros del Norte Ltda	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	sept.-25	2.550.605
Distribución-Civil	Nestor Adolfo Macías Martínez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	sept.-25	50.060
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	ago.-25	56.795
Distribución-Civil	Maria Cecilia Guerrero Rodriguez y otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jul.-25	97.921
Distribución-Civil	Jairo Enrique Hernandez Casas	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	feb.-25	779.607
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavon Rivera y otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	feb.-25	108.886
Distribución-Civil	Raul Ernesto Rodriguez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	447.439
Distribución-Civil	Carlos Alberto Sánchez garcia	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	114.692
Distribución-Civil	Enrique Manuel Báez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	17.845
Distribución-Civil	Hugo Emigdio Ortiz Murcia	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	12.102
Distribución-Civil	Visita Leonor Pedroza Gonzalez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jun.-25	1.244.900
Distribución-Civil	Luz Marlene Ramírez Gonzalez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	may.-25	358.230
Distribución-Civil	Myriam Castillo Vallejo	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	abr.-25	469.755
Distribución-Civil	Emelina Ramírez Ramírez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	abr.-25	156.633
Distribución-Civil	Julian David Roa Ramírez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	feb.-25	348.447
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	jul.-25	68.857
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Alzate Restrepo	Ordinario laboral de primera instancia	sept.-25	3.329.289
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador morales	Ordinario laboral de primera instancia	sept.-25	23.000
Distribución-Laboral	Clemente Santiesteban Goyeneche	Ordinario laboral de primera instancia	jul.-25	477.000

(b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Fecha	Valor
Distribución-Civil	E- somos alimentacion sas como convocante trasmilenio s.a. como convocado	Proceso arbitral (L. 1563 de 2012)	ago.-25	2.230.110
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	sept.-25	57.361
Distribución-Civil	Maria Cecilia Guerrero Rodriguez y otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	ago.-25	152.276
Distribución-Civil	Nestor Adolfo Macías Martínez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	ago.-25	35.899
Distribución-Civil	Jairo Enrique Hernández Casas	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jul.-25	706.547

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

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Fecha	Valor
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jul.-25	406.820
Distribución-Civil	Seguros del Estado	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jun.-25	2.000
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavon Rivera y otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	ene.-25	108.886
Distribución-Civil	Emelina Ramírez Ramírez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	oct.-25	106.056
Distribución-Civil	Enrique Manuel Báez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	sept.-25	16.648
Distribución-Civil	Visita Leonor Pedroza González	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	874.173
Distribución-Civil	Julian David Roa Ramírez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	348.447
Distribución-Civil	Hugo Emigdio Ortiz Murcia	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jul.-25	10.942
Distribución-Civil	Raul Ernesto Rodriguez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jun.-25	447.439
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jun.-25	114.692
Distribución-Laboral	Clemente Santiesteban Goyeneche	Ordinario laboral de primera instancia	dic.-25	548.687
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador Morales	Ordinario laboral de primera instancia	nov.-25	25.028
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Alzate Restrepo	Ordinario laboral de primera instancia	oct.-25	590.000
Distribución-Laboral	Fredy Zapata Cubides	Ordinario laboral de primera instancia	ago.-25	321.198
Distribución-Laboral	Maud Esperanza Alarcón Garzón	Ordinario laboral de primera instancia	jul.-25	368.046

(c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Fecha	Valor
Distribución-Civil	Luis Alberto Fernandez Quiche	Acción de Reparación Directa	ene.-25	30.142
Distribución-Civil	Ureña Pérez y Cortés Upec Ltda	Proceso verbal abreviado	abr.-25	1.031.394
Distribución-Civil	Nestor Adolfo Macías Martínez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	nov.-25	36.800
Distribución-Civil	William Javier Poveda Rincón	Proceso verbal sumario de acción de protección al consumidor (CGP)	sept.-25	3.477
Distribución-Civil	Emelina Ramírez Ramírez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jun.-25	50.000
Distribución-Laboral	Consuelo Rodriguez Hernández	Ejecutivo laboral	jun.-25	10.000
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador Morales	Ordinario laboral de primera instancia	dic.-25	12.972
Distribución-Laboral	Maud Esperanza Alarcón Garzón	Ordinario laboral de primera instancia	ago.-25	226.954
Distribución-Laboral	Estephany González Salas	Ordinario laboral de primera instancia	jun.-25	600.000
Distribución-Laboral	Liliana Rocio Castro Ospina	Ordinario laboral de primera instancia	jun.-25	10.000
Distribución-Laboral	Edgar Reyes Gomez	Ordinario laboral de primera instancia	jun.-25	5.541
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	mar.-25	840.000
Generación-Inundaciones A97	Alfonso Rodríguez Yara	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	ago.-25	2.400.000
Generación-Inundaciones A97	Luz Nelly Olarte Guependo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jun.-25	495.000
Generación-Inundaciones D97	Norman Ramiro Vargas Arguello	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	jun.-25	220.000
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	jun.-25	235

## 20. Pasivos por impuestos

### Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.283.028.357	\$ 1.091.726.373
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	121.923.866	109.400.332
Saldo a favor de obras por impuestos	30.236.309	7.744.333
Neteo de impuestos	-	145.325.144
Anticipo de renta año siguiente	(37.033.791)	(420.580.190)
Saldo a favor en renta 2024	(113.701.315)	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(121.846.295)	(99.517.171)
Autorretenciones otros conceptos	(527.712.729)	(328.933.538)
Autorretenciones de retención en la fuente	(390.576.140)	(395.764.951)
	<b>\$ 244.318.262</b>	<b>\$ 109.400.332</b>

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

(1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo	\$ 1.256.468.174	\$ 1.086.296.049
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	26.560.183	5.430.324
	<b>\$ 1.283.028.357</b>	<b>\$ 1.091.726.373</b>

Las declaraciones de renta de los años gravables 2020, 2021 2023 y 2024 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. 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. Por los años gravables 2025 y 2024 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 diciembre de 2025 y 2024 por impuesto corriente así:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá	\$ 117.608.885	\$ 106.581.736
Total sociedades Costa Rica	2.930.042	559.597
Total sociedades Guatemala	1.384.939	2.258.999
	<b>\$ 121.923.866</b>	<b>\$ 109.400.332</b>

## 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.

Los deberes formales del año 2024 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 15 de septiembre de 2025. De la misma forma las transacciones con corte al 31 de diciembre de 2025 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2026 en la documentación comprobatoria e informativa y en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

- 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. El estudio del año 2025 se elaborará en 2026 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. El estudio del año 2025 se elaborará en 2026 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

- **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 2025 se elaborará durante el primer trimestre del 2026.

La Administración Tributaria publicó una resolución el 25 de julio de 2025 sobre la presentación de Declaración Informativa de Precios de Transferencia del año 2024 en el Diario Oficial La Gaceta con la Resolución No. MH-DGT-RES-0026-2025. El pasado 5 de septiembre de 2025, en el Diario Oficial La Gaceta N.º 166, se publicó una modificación a la resolución correspondiente al periodo fiscal 2024, cuya nueva fecha límite será el 31 marzo de 2026.

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.

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

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 de la central, en el año 2015, se determinó 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.

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 de 2019, enero de 2021, marzo de 2023, diciembre de 2023, marzo de 2024, diciembre de 2024 y marzo de 2025 y diciembre de 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, \$199.722 y \$247.488, 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.



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

**21. Otros pasivos no financieros**

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 178.984.545	\$ 153.888.475	\$ -
Impuestos distintos a la renta (2)	171.878.226	143.369.474	-
Anticipos de clientes por uso de redes	10.457.770	19.238.922	-
Ingresos diferidos	3.955.181	3.843.156	137.786
	<b>\$ 365.275.722</b>	<b>\$ 320.340.027</b>	<b>\$ 137.786</b>

- (1) La variación del periodo presenta un aumento del anticipo por ventas de energía por \$25.096.070 en el negocio de generación el cual se debe principalmente a los siguientes terceros:

Los anticipos por venta de energía están representados principalmente por:

Al 31 de diciembre de 2025:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	49.114.063	27%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	35.895.533	20%
Air-E S.A.S E.S.P.	23.821.940	13%
Americana de Energía S.A.S. E.S.P.	18.294.195	10%

Al 31 de diciembre de 2024:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	75.924.052	49%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	17.854.247	12%
Americana De Energía 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 diciembre de 2025 y 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 122.182.499	\$ 85.502.023
Provisión para pago de impuestos (b)	49.695.727	57.867.451
	<b>\$ 171.878.226</b>	<b>\$ 143.369.474</b>

- (a) En las compañías de Colombia se presenta un aumento de \$36.680.476 que obedece al incremento en las tarifas de autorretención pasando del 2,2% al 4,5% de autorretención, de acuerdo con el decreto 572 de 2025 sobre los ingresos por ventas de bienes y servicios; adicionalmente, considera las retenciones en la fuente a título de renta, ICA e IVA aplicable a terceros.

- (b) En las compañías de Colombia la disminución corresponde a la provisión de ICA por \$(1.951.953).

**Centroamérica**

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución respecto a diciembre de 2024 de \$(6.219.771).

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se presenta un saldo de \$1.551.258 y \$4.849.364, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

**Guatemala** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se presenta un saldo de \$1.244.891 y \$1.601.767, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

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

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se presenta un saldo de \$1.225.598 y \$3.790.387, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y servicios.

## 22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 110.861.146	\$ 8.903.787	\$ 90.605.903	\$ 9.622.777
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	43.885.796	294.109.823	27.226.034	350.759.193
Otras obligaciones (3)	1.731.213	-	2.702.134	-
Beneficios por planes de retiro	-	-	1.912.611	-
	<b>\$ 156.478.155</b>	<b>\$ 303.013.610</b>	<b>\$ 122.446.682</b>	<b>\$ 360.381.970</b>

- (1) Al 31 de diciembre de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde a cesantías e intereses de cesantías por \$42.948.510, bonificaciones por \$41.522.974, aportes de seguridad social y parafiscales por \$15.014.625, vacaciones y prima de vacaciones por \$10.715.493; y así mismo, 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.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde a las provisiones por concepto de cesantías, vacaciones y seguridad social por \$84.774 y \$139.070.

### 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 \$6.418.231 y \$6.559.825 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

**Costa Rica:** Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) y vacaciones, los cuales ascienden a \$322.317 y \$390.530 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

**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, las cuales ascienden a \$2.738.009 y \$2.934.703 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución corresponde al reconocimiento de contribuciones pagadas por \$(52.363.752), ganancia/pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$(27.195.394), costo financiero por \$34.114.040, adquisiciones por \$4.575.010 y costo del servicio corriente por \$880.488.

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.

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

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 periodo en el que surgen.

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pensionados	1.358	1.373
Edad promedio	72	71

*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 periodo 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 periodo 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:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<b>Auxilio educativo</b>		
Pensionados	53	57
Edad promedio	21	19,3
<b>Auxilio energía</b>		
Pensionados	962	1.028
Edad promedio	72,5	71
<b>Auxilio salud</b>		
Pensionados	731	761
Edad promedio	71,9	62,7

*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

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

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.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Empleados	87	99
Edad promedio	58,1	57,5
Antigüedad	32,7	31,1

***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 periodo 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 periodo en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Empleados	88	129
Edad Promedio	54	53,9
Antigüedad	26	27

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma Deloitte S.A.S., la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

***Hipótesis financieras:***

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Tasa de descuento		
Pensión plan ("pensiones de jubilación")	9,52%	8,21%
Severance Payment ("Cesantías retroactivas")	12,94%	10,63%
Seniority bonus ("Quinquenio")	12,91%	11,23%
Temporary annuity ("Renta temporal TF")	10,40%	9,66%
Healthy plan ("TF Salud")	10,40%	9,66%
Life plan ("TF Vida")	10,40%	9,66%
Health Assistance ("Auxilio de Salud")	12,79%	12,00%
Electric Assistance("Auxilio de energía")	12,96%	12,39%
Educational Assistance ("Auxilio educativo")	12,93%	10,67%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,12%	9,50%
Tasa de incremento a las pensiones	9,95%	9,95%
Inflación estimada	5,20%	5,17%
Inflación servicio médico	11,20%	10,00%

***Hipótesis demográficas***

	Base biométrica
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel

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

Base biométrica	
Invalidez total y permanente	EISS
Rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

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

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2025</b>	<b>\$ 271.178.894</b>	<b>\$ 65.291.928</b>	<b>\$ 19.988.052</b>	<b>\$ 6.577.850</b>	<b>\$ 14.948.503</b>	<b>\$ 377.985.227</b>
Costo financiero	24.732.689	5.501.058	2.108.501	665.987	1.105.805	34.114.040
Adquisiciones	-	-	-	-	4.575.010	4.575.010
Costo del servicio corriente	-	-	149.815	356.587	374.086	880.488
Pérdidas actuariales que surgen por cambios en las suposiciones demográficas	-	-	-	(282)	-	(282)
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia (*)	1.560.995	(4.972.992)	577.728	16.504	2.072.429	(745.336)
Pérdidas actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras (**)	(22.792.930)	(2.298.986)	(962.619)	(257.595)	(137.646)	(26.449.776)
Contribuciones pagadas	(33.618.332)	(6.023.648)	(3.078.473)	(2.076.331)	(7.566.968)	(52.363.752)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2025</b>	<b>\$ 241.061.316</b>	<b>\$ 57.497.360</b>	<b>\$ 18.783.004</b>	<b>\$ 5.282.720</b>	<b>\$ 15.371.219</b>	<b>\$ 337.995.619</b>

(\*) La variación se presenta por los cambios en la tasa de inflación estimada y por los supuestos de mortalidad.

(\*\*) La variación en pensiones, corresponde al efecto combinado del incremento en la tasa de descuento TES UVR, pasando del 8,21% en 2024 al 9,52% en 2025.

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2024</b>	<b>\$ 408.578.881</b>	<b>\$ 77.966.291</b>	<b>\$ 14.992.204</b>	<b>\$ 8.014.679</b>	<b>\$ 20.416.627</b>	<b>\$ 529.968.682</b>
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
Costo financiero	29.237.329	5.478.019	965.522	519.536	1.216.362	37.416.768
Adquisiciones	-	-	-	-	986.503	986.503
Costo del servicio corriente	-	-	142.449	339.057	60.047	541.553
Ganancias y pérdidas actuariales por hipótesis demográficas	-	-	397.585	(7.119)	-	390.466
Contribuciones Pagadas	(16.135.063)	(5.849.883)	(3.531.716)	(1.795.525)	(7.836.168)	(35.148.355)
Pérdidas 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)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2024</b>	<b>\$ 271.178.894</b>	<b>\$ 65.291.928</b>	<b>\$ 19.988.052</b>	<b>\$ 6.577.850</b>	<b>\$ 14.948.503</b>	<b>\$ 377.985.227</b>

(a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$197.355.815 y \$276.758.352, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma Deloitte S.A.S., utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Tasa de descuento	9,52%	8,21%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	7,88%	9,95%

La variación corresponde a \$(79.402.537) principalmente por movimiento del año, según actualización de hipótesis y pagos realizados.

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

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

*Al 31 de diciembre de 2025:*

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	289.525.804	60.713.999	19.188.913	5.436.185	374.864.901
+ 100 puntos básicos	245.775.361	54.606.390	18.400.647	5.137.030	323.919.428

*Al 31 de diciembre de 2024:*

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	278.384.497	67.026.826	20.191.413	6.752.632	372.355.368
+ 100 puntos básicos	264.361.058	63.650.393	19.800.035	6.412.473	354.223.959

- (3) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde principalmente a las compañías de Guatemala por \$953.442 y \$1.002.093, que corresponde principalmente a obligaciones solidarias; 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.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, en Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde al pasivo estimado por bono de productividad por \$515.125 y \$487.060.

### **Convención colectiva de trabajo**

#### **Convención Colectiva – SINTRAELECOL**

Al 31 de diciembre de 2025 se finalizó la vigencia de la Convención Colectiva suscrita entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y SINTRAELECOL para la vigencia del 2023-2025. El 1 de diciembre de 2025 se suscribió la nueva Convención Colectiva para la vigencia de 2026-2029, teniendo la misma como principales cambios:

- La vigencia de esta convención será de cuatro años a partir del 1 de enero de 2026 al 31 de diciembre de 2029.
- Los auxilios, subsidios, primas y beneficios económicos, diferentes al salario, se incrementarán según el IPC para cada uno de los años de vigencia.
- Se aplicarán incrementos salariales de 11% adicionales al IPC distribuidos en los siguientes 4 años así:
  - Año 2026: IPC + 1,5%
  - Año 2027: IPC + 2,5%
  - Año 2028: IPC + 3,0%
  - Año 2029: IPC + 4,0%
- El auxilio por retiro de mutuo acuerdo por reconocimiento de pensión de vejez se incrementará a 40 SMLMV para quienes ingresaron antes del 1 de enero de 2004 (anteriormente compañías Codensa

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

S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.- EEC) y del 21 de septiembre de 2005 (anteriormente compañía Emgesa S.A. E.S.P); y de 15 SMLMV para quienes ingresaron con posterioridad a dichas fechas.

- La tasa de interés para los créditos de vivienda de trabajadores cuyo contrato finalice sin justa causa se ajustará al 0%.
- Se otorgó en diciembre de 2025, un bono de firma de convención colectiva por valor de diez millones de pesos (\$10.000), para el personal beneficiario y afiliado a SINTRAELECOL antes del 21 de noviembre de 2025.

**Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA**

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB - EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emgesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020. Etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo.

El 10 de junio de 2022 fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como la organización sindical, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia emitió Sentencia con fecha del 13 de septiembre de 2023, sobre la cual la Organización Sindical interpuso Solicitud de aclaración la cual está pendiente ser resuelta.

**Convención colectiva: ASIEB-CODENSA**

El 29 de abril de 2018 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB - CODENSA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de diciembre 2019.

Finalizado el término del acuerdo colectivo, la organización sindical presentó nuevamente pliego de petición a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, y con ello se dio inicio a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento, órgano que emitió el correspondiente laudo arbitral (Acuerdo Colectivo). Contra el mismo, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y resuelto mediante sentencia SL 3488-2024.

El sindicato de Asociación de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía- Asieb- presentó solicitud de aclaración sobre el pronunciamiento emitido el 2 de mayo de 2025 por parte de la sala de casación laboral sobre la sentencia SL 3488-2024.

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

El Tribunal en fecha del 15 de mayo de 2025 indicó no tener que justificar su decisión dando cierre a la solicitud presentada por parte de la Organización Sindical el 2 de mayo de 2025.

Al 31 de diciembre de 2025, no se encuentra ninguna actuación pendiente por parte de la Corte Suprema de Justicia y/o tribunal de Arbitramento, toda vez que el Tribunal de Arbitramento hizo su pronunciamiento final el 15 de mayo de 2025.

### **Negociación Colectiva – REDES**

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante Codensa S.A. E.S.P. con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual profirió laudo arbitral el pasado 30 de julio de 2021.

Contra el mismo, la organización sindical interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal y remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en sentencia SL 4089 de 2022 devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que el mismo se pronuncie, a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre este pronunciamiento la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación, actualmente dicho recurso se encuentra en estudio por parte de la Corte Suprema de Justicia.

Al 31 de diciembre de 2025, mediante Resolución 3818 del 30 de septiembre de 2025, se archiva en favor de Enel Colombia S.A. E.S.P. la querrela relacionada a la presunta negativa a negociar con Emgesa S.A. E.S.P. en el año 2013.

### **Centroamérica (Panamá)**

A corte del 31 de diciembre 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 diciembre de 2025 dicha convención cubrió a 35 (66%) de 53 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 diciembre de 2025 y 2024:



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

	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
	<b>100,00%</b>	<b>\$ 148.913.918</b>

Al 31 de diciembre de 2025 y 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, en julio de 2025 se realizó el pago de la primera cuota correspondiente a las utilidades retenidas por \$888.510.540 y en el mes de diciembre pago de la segunda cuota por \$1.174.012.921.

Adicionalmente, durante el año 2025 se pagaron a accionistas minoritarios por \$5.681 correspondientes a dividendos de periodos anteriores.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2025 fueron por \$140.050.538 correspondiente a las compañías de Guatemala.

#### 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.

### Reservas

	Al 31 de diciembre 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
	<b>\$ 1.747.392.308</b>	<b>\$ 1.783.197.947</b>

(\*) 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.

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

**24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Venta de Energía	\$ 11.570.773.859	\$ 12.658.048.761
Generación y comercialización energía, clientes mercado mayorista, no regulado y bolsa (1)	7.071.350.517	8.123.173.833
Distribución y comercialización energía, clientes mercado regulado (2)	4.338.476.994	4.376.311.858
Suministro servicio alumbrado público (3)	160.946.348	158.563.070
Transporte de energía (4)	3.508.780.043	3.500.092.496
Servicios empresariales y de gobierno (5)	480.203.165	425.031.160
Arrendamientos	270.533.244	265.176.701
Venta de gas	65.701.584	77.221.448
Servicios de administración de personal	739.597	735.818
Ventas de certificados	591.759	403.220
Sanciones y reembolsos	4.626	109
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>15.897.327.877</b>	<b>16.926.709.713</b>
Otros Ingresos de operación (6)	158.441.366	128.890.711
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 16.055.769.243</b>	<b>\$ 17.055.600.424</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.842 Gwh y 12.634 Gwh; mercado no regulado a 4.560 Gwh y 4.871 Gwh; y bolsa de energía a 4.504 Gwh y 3.766 Gwh. La disminución en los ingresos corresponde principalmente a un menor precio Spot de \$241,86/Kwh en diciembre de 2025 versus \$689,19/Kwh en diciembre de 2024.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación, comercialización y mercado secundario a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de diciembre 2025 y 2024 son por \$425.793.449 y \$441.168.252, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 31 de diciembre 2025 y 2024 corresponden a \$27.973.131 y \$195.024.169, respectivamente.

**Centroamérica**

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se obtuvo una venta de energía neta por \$859.481.861 y \$936.949.297, respectivamente; la disminución obedece a menor cantidad vendida (1.952,18 Gwh en 2025 versus 2.136 Gwh en 2024), principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

**Guatemala:** Se refleja una venta de energía neta por \$421.232.124 al 31 de diciembre de 2025 y \$370.932.905 el 31 de diciembre de 2024; el aumento corresponde a mayor cantidad de energía vendida (538,74 Gwh y precio promedio de USD84,73/Kwh en 2025 versus 514 Gwh y precio promedio de 122 Gwh en 2024), principalmente en contratos por PPA y en el mercado spot en la compañía Enel Guatemala S.A.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 las ventas de energía neta son por \$84.967.261 y \$87.322.760, respectivamente; realizadas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.321 Gwh y 9.165 Gwh; de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.465 Gwh y 5.325 Gwh; clientes comerciales 2.448 Gwh y 2.476 Gwh; clientes industriales 1.091 Gwh y 1.060 Gwh; y clientes oficiales 317 Gwh y 304 Gwh. La disminución se debe principalmente a menor consumo de energía en el segmento comercial.

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

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponden a \$373.920.226 y \$401.682.503, respectivamente.

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

	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2025	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2024	Variación
Gm	300,66	362,54	-17,1%
Tm	54,89	53,62	2,4%
Pr	61	69,75	-12,5%
D	294,4	263,88	11,6%
Rm	31,11	14,44	115,4%
Cv	77,23	105,5	-26,8%
<b>Cu</b>	<b>819,29</b>	<b>869,73</b>	<b>-5,80%</b>

**Costos de Generación:** Decremento de 61,88 \$/kWh (-17,1%) en la componente de generación, debido principalmente al comportamiento del precio de bolsa (precio promedio en 2024: 613 \$/kWh vs 2025: 286 \$/kWh) por mejora de las condiciones hidrológicas del SIN (terminación del fenómeno de El Niño).

**Costos de transmisión:** Incremento de 1,27 \$/kWh (2,4%) en la componente de transmisión, debido al comportamiento de IPP y TRM con afectación en el ingreso regulado.

**Costos de pérdidas:** Disminución del componente de pérdidas en 8,75 \$/kWh (-12,5%), debido principalmente a la disminución de la componente de generación.

**Costos de distribución con ADD:** Incremento de 30,52 \$/kWh (11,6%) en la componente de distribución, debido principalmente a la remuneración por aplicación de la resolución CREG 501 110 de 2024 con la aprobación del plan de inversiones 2023-2027, el reconocimiento retroactivo de 2023 y 2024 y la aprobación del plan de inversiones 2023-2027 para las demás empresas que componen la ADD oriente.

**Costos de restricciones:** Aumento de 16,67 \$/kWh (115,4%) del componente de restricciones, debido a aplicación de ajustes por reliquidación realizada por XM para los meses de octubre y noviembre de 2024, relacionada con el estatuto de desabastecimiento, resolución CREG 101 026 de 2024.

**Costos de comercialización:** Disminución de 28,27 \$/kWh (-26,8%) en el componente de comercialización NT1 debido a que finalizó la recuperación de opción tarifaria (COT, resolución CREG 101 028 de 2023) en enero de 2025 para los niveles de tensión 1 y 4.

#### **Provisión opción tarifaria**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria en Enel Colombia S.A. E.S.P. es por \$720.203 y \$43.718.161, 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 diciembre de 2025 son por \$133.984.995 y corresponden a facturación de la comercialización de energía eléctrica a compañías en el mercado regulado del sector residencial y no residencial.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponden a \$9.324.689 y \$10.818.710, respectivamente.

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

- (3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 y 2024, los clientes de alumbrado público ascienden a 246 Gwh y 251 Gwh; correspondientes al consumo del Distrito Capital 6 Gwh y 5 Gwh; y otros municipios por 240 Gwh y 246 Gwh, respectivamente.
- (4) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se presenta incremento en 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 \$3.486.137.746 y \$3.477.645.097 y sistemas de transmisión regional por \$22.642.297 y \$22.447.399.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 corresponde a ingresos por servicios de valor agregado por \$260.690.310, servicios empresariales y de gobierno por otras prestaciones de servicio por \$219.401.326. El incremento se presenta principalmente por mayores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024 se obtuvieron comisiones por \$111.529 y \$211.765, respectivamente; por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes.

- (6) Los otros ingresos al 31 de diciembre de 2025 presentan incremento por las penalidades sobre los contratos a los proveedores Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$37.855.304, Consorcio Energía Solar por \$10.341.932 y Consalt Internacional por \$6.095.972 reconocidas por Enel Colombia S.A. E.S.P. así mismo, se presentó disminución por otros conceptos por \$(24.742.553).

**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:

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 11.570.773.859	\$ 12.658.048.761
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.508.780.043	3.500.092.496
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	480.203.165	425.031.160
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	270.533.244	265.176.701
Venta de gas	A lo largo del tiempo	65.701.584	77.221.448
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	739.597	735.818
Venta de certificados	En un punto del tiempo	591.759	403.220
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	4.626	109
<b>Total ingresos de actividades ordinarias</b>		<b>\$ 15.897.327.877</b>	<b>\$ 16.926.709.713</b>
Otros Ingresos de operación		158.441.366	128.890.711
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>\$ 16.055.769.243</b>	<b>\$ 17.055.600.424</b>

**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.

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

**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.

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

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Cientes Mayorista	\$ 85.402.731	\$ 98.283.772
Cientes No Regulado	83.598.681	45.849.041
Cientes por uso de redes	10.457.770	19.238.922
Transporte de energía	9.983.133	9.755.662
	<b>\$ 189.442.315</b>	<b>\$ 173.127.397</b>

**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 y 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.

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

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.

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Compras de energía (1)	\$ 4.771.218.141	\$ 7.190.926.446
Costos de transporte de energía (2)	1.555.818.812	1.560.960.143
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	438.910.270	392.685.314
Impuestos asociados al negocio (4)	386.461.411	302.990.752
Consumo de combustible (5)	40.339.787	209.989.063
Compra y consumo de gas	40.066.899	57.933.027
	<b>\$ 7.232.815.320</b>	<b>\$ 9.715.484.745</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las compras de energía ascienden a 16.572 Gwh y 18.048 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 11.929 Gwh y 12.016 Gwh; compras en bolsa 4.643 Gwh y 6.032 Gwh, no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta una disminución en el precio promedio en bolsa de energía por \$(337,16)/Kwh, tarifa promedio diciembre 2025 \$241,86/Kwh vs tarifa promedio diciembre 2024 \$579,02/Kwh.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas son por \$27.013.393 y \$31.512.420, respectivamente; la variación corresponde principalmente a la disminución del costo promedio de energía en bolsa.

### Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$281.987.301 y \$436.130.558.

En Guatemala al 31 de diciembre de 2025 y 2024 las compras de energía neta son por \$135.821.492 y \$110.504.454, respectivamente; el aumento obedece a mayor volumen (47,3 Gwh en 2025 versus 36,2 Gwh en 2024) principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá al 31 de diciembre de 2025 y 2024 por \$145.637.081 y \$325.626.104, respectivamente; correspondiente a compras al mercado SPOT para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A.; la disminución se debe a menor volumen y precio (471,98 Gwh y valor SPOT por 77,02USD/Gwh en 2025 versus 679 GWh y valor SPOT por 107,4 USD/Gwh en 2024).

- (2) Al 31 de diciembre 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 \$853.623.954 y \$860.878.728 y transmisión regional por \$543.058.737 y \$556.817.233. La variación se debe principalmente por la disminución en precios de contratos.

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

En Enel X Colombia S.A.S. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por \$27.378.220 y \$27.515.906, principalmente con el tercero XM S.A. E.S.P. por \$11.319.220 a 2025 y \$11.287.970 a 2024.

**Centroamérica**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$93.955.404 y \$97.979.213, respectivamente; y corresponde a las compañías de Guatemala por \$61.915.540 y \$53.544.933, Panamá por \$31.434.716 y \$44.403.910; y Costa Rica por \$605.148 y \$30.370. La disminución obedece principalmente a menores costos en contratos de transporte en las compañías de Panamá.

(3) A continuación, se presenta detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 158.998.687	\$ 150.053.887
Costos asociados a equipos de medida	85.687.075	75.386.154
Otros servicios de apoyo a la generación	56.542.070	21.872.224
Costos de corte y reconexión	53.356.529	53.358.256
Mantenimiento alumbrado público y otros	47.718.650	42.995.515
Costo CND, CRD, SIC	35.001.127	24.096.511
Mercado secundario cargo por confiabilidad	9.079.550	13.033.855
Comisiones de contratos de energía	2.040.391	2.751.927
Certificados verdes	600.110	6.553
Otros	87.764	280.490
Contribuciones entes reguladores (b)	(10.201.683)	8.849.942
	<b>\$ 438.910.270</b>	<b>\$ 392.685.314</b>

- (a) Al 31 de diciembre de 2025, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones y servicios de instalación.
- (b) Corresponde principalmente a la recuperación del pago por contribución adicional del año 2020 realizado por Enel Colombia S.A. E.S.P.; sobre el cual el Consejo de Estado el 18 de septiembre de 2025, emitió fallo en sentencia de segunda instancia, en el cual Enel Colombia S.A. E.S.P. no está obligada a pagar el monto de la contribución adicional para los prestadores de energía y gas combustible por redes del año 2020 a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).
- (4) Al 31 de diciembre de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta un incremento por \$69.014.698, principalmente en el negocio de generación debido a mayor producción de energía eléctrica por \$57.788.626 y otros impuestos variables a la generación de energía por \$4.714.104; este valor corresponde a impuesto del carbono por \$2.179.047, otros impuestos como ICA por \$2.284.825 y otros relativos al negocio de gas por \$250.232.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 se presenta una disminución por \$(72.981) que corresponde principalmente a la provisión del impuesto por industria y comercio por ingresos de venta de energía.

**Centroamérica**

Al 31 de diciembre de 2025 en las compañías de Centroamérica se presenta un aumento por \$14.528.943 que corresponde principalmente al reconocimiento por \$12.159.408 de la provisión por el apagón nacional en la República de Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A.

- (5) Al 31 de diciembre de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta disminución en el consumo de combustibles por \$(169.649.276), esto obedece a menor generación en la Central Termozipa; de

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

aproximadamente 199,39 Gwh a diciembre de 2025 versus aproximadamente 1.021,09 Gwh a diciembre de 2024, y así mismo, menor consumo de carbón, a diciembre de 2025 por 97.047 toneladas cuyo valor aproximado es por \$34.128.977 versus a diciembre de 2024 por 508.147 toneladas lo que representaba un valor de aproximado de \$197.871.144.

**26. Gastos de personal**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Sueldos y salarios (1)	\$ 480.168.553	\$ 453.141.429
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	89.202.030	93.838.000
Otros gastos de personal (3)	52.733.492	28.209.568
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	41.116.564	2.272.270
	<b>\$ 663.220.639</b>	<b>\$ 577.461.267</b>

Las variaciones corresponden principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., por los incrementos salariales decretados por el gobierno nacional y a la reducción del pago por concepto de bonos de desempeño para el año 2024.

(1) Los sueldos y salarios para el 2025 y 2024 están constituidos por los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Salario	\$ 317.675.825	\$ 302.761.604
Bonificaciones (*)	52.677.481	45.205.593
Prima de servicios	33.968.511	44.796.768
Vacaciones	38.170.488	21.720.186
Cesantías	20.691.578	20.924.633
Amortización beneficios empleados	16.984.670	17.732.645
	<b>\$ 480.168.553</b>	<b>\$ 453.141.429</b>

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2024 se aplicaron las siguientes acciones salariales para el personal de Enel Colombia S.A. E.S.P., lo cual afecta directamente en las bases salariales para el cálculo de servicios de seguridad y otras cargas laborales, por lo cual se evidencia su incremento en el gasto, así:

- Régimen de pago convencionado: Se incrementó el salario básico mensual en un 9,20% (porcentaje equivalente al IPC del año 2024 del 5,20% más 4,0%), dando cumplimiento al Artículo 66 de la Convención Colectiva de Trabajo (CCT) 2023 – 2025 suscrita recientemente entre el Grupo y Sintraelecol.
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviese vínculo laboral vigente con Enel Colombia S.A. E.S.P., y que devengó un salario básico mensual equivalente al mínimo integral legal (13 salarios mínimos), se aplicó el incremento del salario básico mensual en 9,54% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2025, decretado por el Gobierno Nacional).
- Régimen de pago integral que, al 31 de diciembre de 2024 tuviera un salario básico mensual que haya sido inferior al salario mínimo decretado por el Gobierno Nacional, el Grupo procedió a ajustarlo al nuevo salario mínimo para que, en ningún caso, sea inferior al decretado por el Gobierno Nacional.

(3) La variación en los gastos corresponde principalmente a los movimientos generados por los siguientes conceptos para los años 2024 y 2023.



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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Otros costos de personal	\$ 36.630.325	\$ 23.831.483
Gastos médicos	7.766.100	715.776
Gasto por procesos laborales	4.878.391	1.592.996
Viáticos	1.391.953	2.856
Beneficios actuariales	1.092.817	891.766
Aportes sindicales	499.589	357.618
Gastos de recreación y cultura	474.317	817.073
	<b>\$ 52.733.492</b>	<b>\$ 28.209.568</b>

- (4) La variación entre 31 de diciembre de 2024 y 2025, se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

**27. Otros gastos fijos, por naturaleza**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 430.848.423	\$ 448.626.441
Otros suministros y servicios (2)	226.789.824	128.014.038
Reparaciones y conservación (3)	209.862.908	165.354.500
Primas de seguros (4)	93.770.305	67.368.413
Arrendamientos y cánones (5)	28.061.381	21.954.256
Tributos y tasas	20.624.368	20.656.766
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (6)	17.987.520	12.044.428
Gastos de transportes y viajes (7)	9.297.074	13.071.226
	<b>\$ 1.037.241.803</b>	<b>\$ 877.090.068</b>

- (1) A continuación, se presenta el detalle de los servicios profesionales independientes externalizados y otros:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (a)	\$ 113.665.576	\$ 105.629.099
Otros contratos de administración y operación (b)	83.167.953	138.827.404
Toma de lectura (c)	52.902.793	47.149.958
Honorarios (a)	44.880.042	44.290.846
Gastos generales de administración (d)	42.785.861	12.326.514
Contratos recuperación de mercado	25.860.627	28.342.780
Servicio de personal temporal (e)	13.661.538	10.915.998
Servicios de telecomunicaciones	13.158.149	14.485.854
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas	8.409.617	4.200.554
Contratos atención al cliente	7.800.568	8.892.040
Litigios civiles y administrativos (f)	7.780.910	17.260.125
Casino y cafetería	7.493.734	6.748.687
Entrega de facturas	7.210.902	6.016.587
Contratos gestión impagos	1.804.207	2.144.785
Pérdidas en siniestros	265.946	1.395.210
	<b>\$ 430.848.423</b>	<b>\$ 448.626.441</b>

- (a) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados a la arquitectura cloud y el mantenimiento de las aplicaciones técnicas y de operación comercial, soporte de las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.
- (b) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución presentada corresponde principalmente a que al 31 de diciembre de 2024 se realizó el reconocimiento de la obligación de la pavimentación de la vía entre los municipios Gama y Gachalá por \$(69.385.081).

En Centroamérica al 31 de diciembre de 2025 el aumento por \$20.967.472, corresponde principalmente a servicios legales, de auditoría, servicios técnicos y consultoría.

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

- (c) Corresponde a los servicios de lectura de consumos y a la distribución de la facturación.
- (d) Al 31 de diciembre de 2025, el aumento por \$30.459.347 corresponde principalmente al reconocimiento de provisiones para compra de cámaras de reconocimiento facial y dotación proyecto Quimbo por \$9.409.378, contratación e implementación de servicios asociados con el mantenimiento general por \$9.247.269, servicios de mantenimiento forestal por \$6.979.577 y eliminación de residuos especiales por \$4.148.480.
- (e) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde a los servicios de empleos temporales, gestión y planificación de cursos de formación para empleados.
- (f) La disminución corresponde principalmente a que al 31 de diciembre de 2024 se reconoció la provisión del laudo arbitral del proceso legal de arbitramento entre el Grupo, contra las siguientes sociedades: i) Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., ii) Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y iii) Mapfre Servicios Exequiales S.A.S. por \$(11.416.391) y al incremento en el año 2025 de las dotaciones de litigios civiles, laborales y fiscales por \$1.937.176.
- (2) El aumento por \$98.775.786 corresponde principalmente al efecto del reconocimiento de la cuenta por pagar a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) por la resolución 463 de 2025 en la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., contra la Resolución 237 del 29 de abril del 2025, proferida dentro del proceso coactivo N°004 -2018", relacionado con compra de medidores para inventario, servicios técnicos, vigilancia, gastos bancarios, provisión de litigios, entre otros.
- (3) El aumento por \$44.508.408 corresponde al costo de los contratos asociados al mantenimiento y reparación de la infraestructura de redes, líneas y cables para las subestaciones de energía y plantas de generación.
- (4) Estos costos corresponden a la actualización y valor de las primas por las pólizas de seguros todo riesgo sobre la infraestructura del Grupo, pólizas de responsabilidad civil general, ambiental y extracontractual y pólizas de seguros para directivos D&O.
- (5) Al 31 de diciembre de 2025 el saldo por \$28.061.381 y de 2024 por \$21.954.256, incluyen principalmente costos de contratos de leasing de transporte y gastos de arrendamiento de bienes inmuebles.
- (6) El aumento por \$5.943.192 se presenta en gastos de publicidad y propaganda de campañas y pautas en medios de comunicación, programas de radio, así como material de apoyo P.O.P (Point of Purchase) y videos.
- (7) La disminución por \$3.774.152 corresponde principalmente a los gastos de viaje que incluyen hospedaje, alimentación, traslados, tiquetes aéreos y costos de almacenamiento por servicios de operación logística.

**28. Gastos por depreciación, amortización**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Depreciaciones (1)	\$ 940.469.421	\$ 887.169.956
Amortizaciones	206.207.379	241.202.013
	<b>\$ 1.146.676.800</b>	<b>\$ 1.128.371.969</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2024 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2025 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

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

**29. Pérdidas por deterioro**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Deterioro activos financieros (1)	\$ 80.460.105	\$ 77.704.408
Deterioro propiedades, planta y equipo e intangibles (2)	21.672.521	22.255.049
Deterioro activos mantenidos para la venta (3)	(25.516.052)	202.207.411
	<b>\$ 76.616.574</b>	<b>\$ 302.166.868</b>

**(1) Colombia:**

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la variación corresponde principalmente al cálculo de la provisión de cartera de los modelos colectivos e individual y tienen un valor presente en Enel Colombia S.A. E.S.P. de \$61.880.306 y \$64.439.339 respectivamente.

**Centroamérica**

Al 31 de diciembre de 2025 corresponde al deterioro de activos financieros asociados principalmente al modelo individual.

- (2) **Guatemala:** Corresponde al análisis de deterioro realizado sobre la planta Palo Viejo en la compañía Renovables de Guatemala S.A. por \$9.824.801 y en la compañía Enel Guatemala S.A. se reconoció deterioro correspondiente a intangibles de derechos posesorios por \$1.104.061.

**Costa Rica:** Corresponde al análisis de deterioro realizado sobre la planta Rio Volcán por \$10.743.659.

**Respecto al análisis de deterioro:**

El importe recuperable de la UGE se determina mediante cálculos del valor de uso. Las proyecciones financieras se realizan en U.S. dólares y los cálculos del valor de uso se basan en proyecciones de flujos de efectivo establecidos, con base en los resultados de operación actuales y proyectados hasta el final de la vida útil del activo esencial de la UGE, usando una tasa de crecimiento estable a largo plazo que no exceda el crecimiento total de la economía del país o de la industria en que opera. Los valores asignados a los supuestos clave representan el criterio y expectativas de la Administración sobre las tendencias futuras de su negocio y del mercado de energía eléctrica.

En forma específica, el valor de uso fue determinado mediante el descuento de los flujos de efectivo estimados por el uso continuo de la UGE de generación de energía eléctrica, con base en los supuestos clave que se describen a continuación:

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

- Los flujos de efectivo se proyectaron U.S. dólares.
- El período de proyección comprende un plan de negocios 2026-2028, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.
- A partir del año 2029, se proyecta un crecimiento anual de 3,4% en las ventas y de 2,3% en los gastos.

La proyección del Grupo se basa en variables de producción de energía y para el precio de venta en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del spot previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- El EBITDA esperado, en promedio, para el período de valuación 2026-2028 es de US\$21,7 millones.
- El Grupo no contempla el cálculo de valor derivado de los flujos de efectivo proyectados que cubren la totalidad de la vida útil de los activos operativos. Se espera que, en el largo plazo, los flujos de efectivo crezcan de manera similar al crecimiento de la economía. Para el cálculo de la tasa de crecimiento a largo plazo se utilizaron los datos proyectados de la economía guatemalteca. Los flujos de efectivo estimados fueron descontados utilizando una tasa de descuento después de impuestos de 8,9%.
- El valor de uso determinado utilizando las variables antes indicadas muestra que el valor recuperable de la UGE de generación de energía eléctrica de Renovables de Guatemala, S.A. es superior al valor en libros en US\$2,4 millones aproximadamente, por lo que el Grupo al 31 de diciembre del 2025 ha reconocido en sus libros dicho monto.

• **PH Rio Volcán, S.A.**

- Los flujos de efectivo se proyectaron U.S. dólares.
- El período de proyección comprende un plan de negocios 2026-2028, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.
- A partir del año 2029, se proyecta un crecimiento anual de 2,3%.

La proyección del Grupo se basa en las variables de energía y precio establecidos contractualmente.

- El EBITDA esperado, en promedio, para el período de valuación 2026-2028 es de US\$1,2 millones.
  - El Grupo no contempla el cálculo de valor derivado de los flujos de efectivo proyectados que cubren la totalidad de la vida útil de los activos operativos. Se espera que, en el largo plazo, los flujos de efectivo crezcan de manera similar al crecimiento de la economía. Para el cálculo de la tasa de crecimiento a largo plazo se utilizaron los datos proyectados de la economía guatemalteca. Los flujos de efectivo estimados fueron descontados utilizando una tasa de descuento después de impuestos de 7,9%.
  - El valor de uso determinado utilizando las variables antes indicadas muestra que el valor recuperable de la UGE de generación de energía eléctrica de PH Rio Volcán, S.A. es superior al valor en libros en US\$2,7 millones aproximadamente, por lo que el Grupo al 31 de diciembre del 2025 ha reconocido en sus libros dicho monto.
- (3) Corresponde principalmente a la reversión de deterioro por regularización de provisiones en las que al materializarse la venta del proyecto Windpeshi, Enel Colombia S.A. E.S.P., no tiene obligaciones sobre estas. Así mismo, se actualiza financieramente la inversión mantenida para la venta en las que se utilizaron variables para descontar los flujos a diciembre de 2025, con tasa de descuento promedio del 11,60%, TRM real \$3.757,08 y diciembre 2024 tasa de descuento promedio 10,19%, TRM real \$4.409,15.

**30. Resultados financieros**

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 65.456.081	\$ 61.657.668
Intereses por financiación a clientes (2)	37.565.827	65.238.588
Intereses de cuentas por cobrar (3)	35.367.109	35.805.673

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (4)	28.948.131	27.554.774
Otros ingresos financieros (5)	192.983	7.282.320
Intereses por financiación a vinculados (6)	-	829.978
<b>Ingresos financieros</b>	<b>167.530.131</b>	<b>198.369.001</b>
Obligaciones financieras (7)	(981.511.043)	(1.079.456.484)
Otros costos financieros (8)	(385.317.264)	(94.829.851)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(54.402.760)	(60.856.923)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(35.077.578)	(35.124.343)
Gastos financieros leasing (11)	(33.153.667)	(31.273.512)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (4)	(14.643.543)	(4.173.895)
Intereses de mora impuestos (12)	3.790.904	5.665.590
<b>Gastos financieros</b>	<b>(1.500.314.951)</b>	<b>(1.300.049.418)</b>
Gasto financiero capitalizado (13)	102.556.255	91.814.455
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>(1.397.758.696)</b>	<b>(1.208.234.963)</b>
Ingreso por diferencia en cambio realizada (14)	83.341.422	68.620.051
Gasto por diferencia en cambio no realizada (14)	(86.953.044)	(87.935.656)
<b>Diferencias de cambio, neto</b>	<b>(3.611.622)</b>	<b>(19.315.605)</b>
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>\$ (1.233.840.187)</b>	<b>\$ (1.029.181.567)</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025, \$58.515.806, y 2024, \$60.571.350, la disminución corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa promedio del 2025 fue del 8,54% y para el 2024 del 10,64%. El Banco de la Republica inició la baja de tasas en diciembre de 2024, por lo que el promedio de tasa durante el año 2025 fue de 9,33% mientras que en el año 2024 fue de 11,63%, bajó más de 200pbs, en esa misma medida baja la rentabilidad para el Grupo.

La compañía Enel X S.A.S E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo por \$441.591, \$117.942, respectivamente, corresponde a los intereses generados por la fiduciaria Credicorp Capital Colombia S.A.

### **Centroamérica**

Para las compañías Centroamericanas al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo por \$6.500.616 y \$968.320, respectivamente, corresponde principalmente a ingresos por intereses bancarios. En Panamá se presenta aumento por \$5.110.671, originado principalmente de la periodificación de intereses ganados por depósitos a plazos que tiene Enel Fortuna S.A. con terceros.

- (2) La disminución corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por la recuperación del saldo acumulado al inicio de 2025, dado que se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023. Este proceso generó un impacto significativo en los ingresos por intereses, al reconocerse la recuperación del saldo asociado a la cartera de los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4.
- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a los intereses de préstamos de empleados y la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado por \$27.782 y la actualización del VPN de cartera empleados por \$(51.158).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 y 2024, \$84.351 y \$81.555, respectivamente, corresponde a interés de mora liquidados sobre la facturación de energía.

- (4) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por ganancias y pérdidas generadas del vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit, Frontera y pago CERE, así como los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda. La variación se vio impactada por el valor de la tasa

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

de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards que al 31 de diciembre 2025 cerró en \$3.757,08 versus diciembre 2024 que cerró \$4.409,15.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación corresponde a la actualización de VPN de los intereses del litigio fiscal por la sanción de la Superintendencia de Servicios Públicos, el cual no se presentó en el 2025, debido a la sentencia favorable para el Grupo.
- (6) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde principalmente a los intereses causados que Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció con las siguientes compañías que fueron asociadas: Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.
- (7) Corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Davivienda S.A., Bancolombia S.A., Banco BBVA Colombia S.A, Itaú Colombia S.A., y European Investment Bank; así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono E7-18 en abril, B12-15 en septiembre y E12-13 en noviembre de 2025. (ver nota 15).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2025:

Operación	2025	2024
Créditos nacionales y del exterior	\$ 854.009.787	\$ 890.545.377
Bonos emitidos (Colombia)	127.501.256	188.911.107
	<b>\$ 981.511.043</b>	<b>\$ 1.079.456.484</b>

- (8) El incremento corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el reconocimiento de componente financiero (VPN, intereses e indexación) del pago a favor de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgado mediante resolución 463 de 2025, "Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P., contra la Resolución 237 del 29 de abril del 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018" por \$(222.342.521); 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 \$(56.349.563), provisión vía Gama Gachalá y otros por \$(25.137.911), financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por \$(7.333.091); costos de deuda IFE e IBE por \$(1.291.435), garantías bancarias por \$(541.832), recuperación provisión contribución Superintendencia de Servicios Públicos litigio Fiscal por \$14.591.491, provisión litigio fiscal CAR \$3.452.307 que se presentó únicamente en el año 2024, VPN Litigios civiles y laborales por 1.215.194 y otros por \$(422.807).

### **Centroamérica**

En Panamá corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc. por \$23.057.981, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA (Power Purchase Agreement).

- (9) Corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025 por \$54.402.760, y de 2024 por \$60.856.923; la disminución se presenta sobre las compras de energía debido a que fue el giro con mayor variación en el año 2025.
- (10) Corresponde especialmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., principalmente por el comportamiento de la TES tasa fija en UVR que a 31 de diciembre de 2025 y 2024 correspondía a 9,52% y 8,21%, respectivamente, para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 12,79%, auxilio de energía 12,96%, auxilio educativo 12,93%, quinquenios 12,91%, cesantías 12,94% y renta temporal 10,40%, generando variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$(2.870.643), costo financiero de beneficios por \$25.310 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$2.798.567.

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

- (11) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2025 el aumento del gasto financiero por intereses de Leasing corresponde principalmente a los intereses de los contratos Bancolombia S.A. por \$2.379.028, Inversiones Trans Sabana S.A.S. por \$(1.163.532), Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$(454.274), Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S por \$(377.342), Transportes Especiales Aliados S.A. por \$(312.064), Maria Cecilia Botero de Botero por \$(210.736), C.I. Alliance S.A. por \$(136.300), Inversiones Macondal S.A. por \$132.031, Terrapuerto S.A.S. por \$(123.953), Concretos El Rubí S.A. por \$(109.451), Agropecuaria Doña Bárbara & Cia S.A.S. por \$(82.450) y otros por \$(24.272).

**Centroamérica**

Al 31 de diciembre de 2025 el aumento por \$(1.126.720), corresponde principalmente a intereses de los contratos de arrendamientos de terrenos de la compañía Enel Renovable S.R.L de Panamá.

- (12) La disminución corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por actualización de los intereses sobre la provisión fiscal de contratos del exterior por \$(1.405.343), tasa de uso de agua de la Central PCH de Rionegro por \$(1.067.846), corrección de la autorretención ICA por \$(168.622), impuestos prediales por \$415.311, corrección autorretención y retención por \$213.310, intereses mora Alumbrado Público por \$151.691 y otros \$(13.237).

- (13) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2025 versus 2024, se origina en Enel Colombia S.A. E.S.P., y corresponde principalmente a:

La capitalización de la deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente y fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades del Grupo de acuerdo con las proyecciones realizadas, así mismo, se genera gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables y gasto financiero de los proyectos financiados en la línea distribución.

La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2025 versus 2024 es del -0,09%.

Proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 31 de diciembre de 2025:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	\$ 42.186.543
Generación y renovables	Atlántico	32.956.437
Distribución	Subestaciones y redes	19.677.308
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	6.268.850
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.467.117
	<b>Total</b>	<b>\$ 102.556.255</b>

Al 31 de diciembre de 2024:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	\$ 64.667.992
Distribución	Subestaciones y redes	17.281.554
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	4.190.024
Generación y renovables	Atlántico	2.717.153
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.605.106
Generación y renovables	Fundación	773.877
Generación y renovables	Obras adicionales presa central Quimbo	578.749
		<b>\$ 91.814.455</b>

- (14) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

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

Al 31 de diciembre de 2025			
	Ingresos por diferencia en cambio		Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 69.519.571	\$	(50.402.719)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7.607.680		(1.941.850)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(13.308.449)		(32.528.656)
Otros activos	(10.067.968)		(6.555.746)
<b>Total activos</b>	<b>53.750.834</b>		<b>(91.428.971)</b>
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	33.529.813		8.119.295
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(2.072.398)		530.104
Otros pasivos	(1.866.827)		(4.173.472)
<b>Total pasivos</b>	<b>29.590.588</b>		<b>4.475.927</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 83.341.422</b>	<b>\$</b>	<b>(86.953.044)</b>

Al 31 de diciembre de 2024			
	Ingresos por diferencia en cambio		Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 51.476.648	\$	(55.524.087)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.354.175		(1.504.803)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	1.511.163		(6.106.622)
Otros activos	9.209.707		(13.743.013)
<b>Total activos</b>	<b>63.551.693</b>		<b>(76.878.525)</b>
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(6.357.632)		13.867.490
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11.418.947		880.662
Otros pasivos	7.043		(25.805.283)
<b>Total pasivos</b>	<b>5.068.358</b>		<b>(11.057.131)</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 68.620.051</b>	<b>\$</b>	<b>(87.935.656)</b>

### 31. Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación

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	Por el año terminado al 31 de diciembre	Por el año terminado al 31 de diciembre
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 1.624.948,00	\$ 985.658,00
Enel X Way Colombia S.A.S. (1)	34.611	530.042
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (2)	(4.339)	(2.682.199)
Bogotá ZE S.A.S. (3)	(13.089)	354.769
Colombia ZE S.A.S. (3)	(48.587)	(58.602)
Fontibón ZE S.A.S. (3)	(3.514.785)	(3.691.642)
Usme ZE S.A.S. (3)	(3.028.442)	(4.639.934)
	<b>\$ (4.949.683)</b>	<b>\$ (9.201.908)</b>

- (1) La variación obedece a la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. aprobada el 26 de septiembre de 2025.
- (2) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Crédito Fácil Codensa S.A. a febrero de 2025; al 31 de diciembre de 2025 la compañía se encuentra liquidada.
- (3) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en estas compañías a mayo de 2025, mes en el cual se firmó contrato de compraventa de las acciones que el Grupo poseía.

### 32. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Resultado en venta de activos	\$ (40.328.757)	\$ (17.492.841)
	<b>\$ (40.328.757)</b>	<b>\$ (17.492.841)</b>



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

Al 31 de diciembre de 2025 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(40.328.757), correspondientes a:

**Colombia**

(a) Bajas con efecto en pérdida por \$(44.711.729) distribuidas así:

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

- Bajas Chemesky y Tumawind por \$(26.712.644).
- Transformadores de distribución por \$(9.479.487).
- Inventario cíclico 2025 de distribución por \$(4.090.810).
- Sinistros de enero a septiembre por \$(3.457.569).
- Plantas de generación por \$(807.324).
- Venta predio Choachí por \$(148.620).

En Enel X Colombia S.A.S. y Atlántico Photovoltaic S.A.S. el saldo por \$(15.275), corresponde principalmente a venta de medidores.

(b) Bajas con efecto en utilidad por \$4.213.891 en Enel Colombia S.A. E.S.P. distribuidas así:

- Venta de Colombia ZE S.A.S. por \$2.960.059.
- Venta de predio Facatativá por \$532.161.
- Venta de predio La Catalina por \$482.309.
- Venta Predio Calle 118 por \$239.362.

**Centroamérica**

Panamá al 31 de diciembre de 2025, efecto en utilidad por \$259.433, corresponde a venta de vehículos.

En Guatemala el efecto en pérdida por \$(83.661) corresponde principalmente a baja de licencia de data base.

En Costa Rica, efecto en pérdida por \$(6.691) correspondiente a la venta de equipo de cómputo.

**33. Gasto por impuesto a las ganancias**

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Impuesto de renta corriente	\$ 1.414.951.052	\$ 1.192.838.483
Movimiento impuesto diferido	211.787.192	32.576.557
Impuesto de renta de años anteriores	8.944.198	(11.109.386)
Movimiento impuesto diferido años anteriores	(13.210.963)	(4.626.855)
	<b>\$ 1.622.471.479</b>	<b>\$ 1.209.678.799</b>

El total de gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto calculado de las compañías consolidadas por Colombia del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2025. A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2025:

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Gasto por impuesto a las ganancias consolidado compañías de Colombia	\$ 1.448.072.900	\$ 1.075.366.539
	<b>\$ 1.448.072.900</b>	<b>\$ 1.075.366.539</b>

A continuación, para las compañías de Colombia se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tarifa impositiva general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad al 31 de diciembre de 2025 y 2024 del 32,31% y 37,67%:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	%	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	%
Ganancia de compañías de Colombia (1)	\$ 3.033.507.888		\$ 2.251.307.720	
Gasto por impuesto a las ganancias de compañías de Colombia	1.448.072.900		1.075.366.539	
<b>Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia</b>	<b>4.481.580.788</b>		<b>3.326.674.259</b>	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	1.568.553.276	35,00%	1.164.335.991	35,00%
<b>Diferencias permanentes:</b>				
Deducción especial Ley 1715	(111.615.864)	-2,02%	(127.889.616)	-3,84%
Método de participación patrimonial (2)	(78.666.216)	-1,72%	(63.817.397)	-1,92%
Descuento tributario (3)	(15.781.958)	-0,35%	(27.950.251)	-0,84%
Windpeshi (4)	(5.295.247)	-0,12%	70.772.594	2,13%
Ajuste renta año anterior	(4.162.616)	-0,09%	(15.736.241)	-0,47%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(1.921.530)	-0,04%	2.789.857	0,08%
Capitalización coberturas	(1.653.560)	-0,04%	-	-0,00%
Deducción activos fijos reales productivos	(646.796)	-0,01%	(475.946)	-0,01%
Deducción adicional discapacitados	(17.937)	-0,00%	(17.327)	-0,00%
Intereses presuntos	25.058	0,00%	120.724	-0,00%
Tumawind y Chemesky Bajas (4)	9.497.276	0,21%	-	-0,00%
Impuestos no deducibles (5)	9.628.163	0,21%	10.790.404	0,32%
Dividendos recibidos CAM	12.985.016	0,29%	33.857.676	1,02%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (6)	67.145.835	1,50%	23.335.781	0,70%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	-	0,00%	(2.980.476)	-0,09%
Otras diferencias permanentes	-	0,00%	(1.708.595)	-0,05%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	-	0,00%	9.939.361	0,30%
<b>Total diferencias permanentes</b>	<b>120.480.376</b>	<b>-2,69%</b>	<b>88.969.452</b>	<b>-2,67%</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>\$ 1.448.072.900</b>	<b>32,31%</b>	<b>\$ 1.075.366.539</b>	<b>32,33%</b>

- (1) El análisis de reconciliación de la tasa corresponde a las compañías consolidadas de Colombia que generaron impuesto sobre las ganancias en el año 2025 (Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel X S.A.S. E.S.P.).
- (2) Al 31 de diciembre de 2025 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá) y Operadora Distrital de Transportes S.A.S.
- (3) Al 31 de diciembre 2025 y 2024 corresponde, respectivamente, al reconocimiento de los descuentos tributarios en: descuentos por impuestos pagados en Centroamérica por \$14.798.701 y \$24.917.100; inversión en ciencia y tecnología por \$0 y \$2.373.401 y donaciones por \$983.257 y \$659.750.
- (4) Al 31 de diciembre de 2025 corresponde al reconocimiento de la pérdida por la venta del proyecto eólico Windpeshi y a las bajas de los proyectos Tumawind y Chemesky.
- (5) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde al efecto del gravamen a los movimientos financieros.
- (6) La variación al 31 de diciembre de 2025 y 2024, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatria “Open Book”, gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, deterioros, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como intereses de mora, sanciones, entre otros.

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

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el total de gasto por impuesto a las ganancias de las compañías de Centroamérica asciende a \$174.398.579 y \$134.312.260, detallado a continuación:

	Guatemala	Panamá	Costa Rica
Utilidas antes de impuestos	\$ 99.565.741	\$ 563.880.859	\$ 3.202.135
Impuesto de renta	20.595.218	150.776.666	3.026.695
<b>Tasa efectiva</b>	<b>20,69%</b>	<b>26,74%</b>	<b>94,52%</b>

La tasa nominal de Guatemala es el 7% sobre los ingresos y/o del 25% sobre la renta líquida; la tasa nominal de Panamá es del 29% y del 30% aplica para las compañías en las que el gobierno tiene participación; la tasa nominal de Costa Rica es del 30%.

La tasa efectiva media de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales corresponde al 31,52%.

### 34. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 3.030.007.352	\$ 2.251.936.168
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
<b>Utilidad por acción básica (*)</b>	<b>\$ 20.347</b>	<b>\$ 15.122</b>

(\*) Cifra expresada en pesos colombianos.

### 35. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ (116.725)	\$ (447.626)
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	26.502.534	155.401.746
Conversión Método de Participación (3)	(520.791.998)	462.455.103
<b>Otro resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>(494.406.189)</b>	<b>617.409.223</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	(118.031.989)	107.031.002
<b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>(118.031.989)</b>	<b>107.031.002</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(3.744.769)	(56.098.554)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>(3.744.769)</b>	<b>(56.098.554)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (5)	39.745.316	(37.460.852)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>39.745.316</b>	<b>(37.460.852)</b>
<b>Total otro resultado integral</b>	<b>\$ (576.437.631)</b>	<b>\$ 630.880.819</b>

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

- (1) Al 31 de diciembre de 2025, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Derivex S.A. E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.
- (2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma Deloitte S.A.S. al 31 de diciembre de 2025 y 2024 respectivamente, las cuales generaron un efecto en el patrimonio como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2025			Al 31 de diciembre de 2024		
	Pensiones y beneficios	Cesantías retroactivas	Renta temporal	Pensiones y beneficios	Cesantías retroactivas	Renta temporal
Saldo inicial al 01 de enero	\$ (74.668.630)	\$ (15.110.787)	\$ (7.363.290)	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$ (4.868.440)
Ganancia (pérdida) actuarial	28.503.913	71.050	(2.072.429)	162.804.752	(4.908.156)	(2.494.850)
Impuesto corriente y diferido	(3.744.769)	-	-	(56.098.554)	-	-
<b>Saldo final al 31 de diciembre</b>	<b>\$ (49.909.486)</b>	<b>\$ (15.039.737)</b>	<b>\$ (9.435.719)</b>	<b>\$ (74.668.630)</b>	<b>\$ (15.110.787)</b>	<b>\$ (7.363.290)</b>

- (3) Al 31 de diciembre de 2025 corresponde al reconocimiento de los efectos en conversión de las compañías centroamericanas.
- (4) Al 31 de diciembre de 2025, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura renovable tanto para forward como swap, así como a la liquidación de los derivados asociados a los proyectos en ejecución junto con la reclasificación realizada al rubro propiedad, planta y equipo por el paso a operación de los proyectos La Loma, Fundación, Guayepo, Guayepo III, Telecontrol y Guavio.
- (5) Al 31 de diciembre de 2025, corresponde al impuesto corriente y diferido asociado a las liquidaciones y al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

### 36. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Colombia:

	Al 31 de diciembre de 2025			
	(en EUR)	(en US dólares)	(En Reales Brasileros)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	799.129	-	3.002.397
Deudores	5.259.446	9.229.959	-	57.971.410
Cuentas por pagar	(7.931.663)	(11.811.190)	(365.143)	(79.753.691)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>(2.672.217)</b>	<b>(1.782.102)</b>	<b>(365.143)</b>	<b>(18.779.884)</b>

	Al 31 de diciembre de 2024		
	(en EUR)	(en US dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	2.248.400	9.913.533
Deudores	5.260.251	6.107.165	50.943.976
Cuentas por pagar	(9.861.784)	(6.105.045)	(71.943.710)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>(4.601.533)</b>	<b>2.250.520</b>	<b>(11.086.201)</b>

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Centroamérica:

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

Al 31 de diciembre de 2025					
	(en EUR)	(en US dólares)	(en quetzales)	(en colones)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	86.870.254	7.853.306	4.392.759.758	363.142.542
Otros activos financieros	-	83.593.828	-	-	314.068.699
Deudores	610.003	47.245.039	-	-	179.454.892
Cuentas por pagar	(7.652.546)	(107.006.346)	-	457.049.109	1.290.660.917
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>(7.042.543)</b>	<b>110.702.775</b>	<b>7.853.306</b>	<b>4.849.808.867</b>	<b>2.147.327.050</b>

Al 31 de diciembre de 2024					
	(en EUR)	(en US dólares)	(en quetzales)	(en colones)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	76.269.271	18.171.338	1.993.622.423	363.823.409
Otros activos financieros	-	39.692.378	-	-	175.009.649
Deudores	475	47.985.771	-	-	211.578.490
Cuentas por pagar	(8.118.824)	(165.366.028)	-	(517.434.241)	(763.693.517)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>(8.118.349)</b>	<b>(1.418.608)</b>	<b>18.171.338</b>	<b>1.476.188.182</b>	<b>(13.281.969)</b>

En las compañías en Centroamérica se presentan únicamente los activos por su disponibilidad y los pasivos exigibles que son las cuentas por pagar.

### 37. Sanciones

En el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2025 y 2024, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

#### Procesos judiciales por 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 diciembre 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 al 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, más \$434.068 de intereses cobrados por la autoridad, para un total pagado en abril del 2024 por \$926.768. Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247.

Al 31 de diciembre 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 diciembre de 2025, el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- d) Resolución No.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 N°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. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo del Huila con radicado 2023-179.

Al 31 de diciembre 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. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220. El 5 de mayo de 2025 se practicaron pruebas, se cerró el debate probatorio y se corrió traslado para alegar. El 14 de mayo de 2025 el Grupo presentó alegatos y el 21 de mayo de 2025 el proceso ingresó al Despacho para fallo. El 14 de julio de 2025 se profirió sentencia de primera instancia negando las pretensiones de la demanda, frente a la cual se presentó el correspondiente recurso de apelación.

Al 31 de diciembre de 2025, el proceso se encuentra al Despacho en el Tribunal Administrativo del Huila para sentencia de segunda instancia.

- 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.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo de Bogotá con radicado 2024-377 y así fue reafirmado por el Consejo de Estado en sede de conflicto de competencia.

A corte del 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente que el referido Juzgado admita la demanda.

- 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. El 27 de marzo de 2025, se radicó la demanda y fue admitida el 9 de junio de 2025.

Al 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

- 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.

El 17 de febrero de 2025 se radicó demanda ante los juzgados administrativos de Bogotá, sin embargo, fue remitida a los Juzgados Administrativos de Neiva y al 31 de diciembre de 2025 se está a la espera del correspondiente reparto y posterior pronunciamiento frente a la admisión de la demanda.

- 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 3543 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

El 15 de julio de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo de Neiva la cual fue admitida mediante auto del 28 del mismo mes y año. A corte del 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

2. Resolución 4761 del 20 de diciembre de 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 3539 del 18 de noviembre de 2023. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa.

El 21 de agosto de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 2 Administrativo de Neiva, la cual fue admitida mediante auto del 30 de septiembre de 2025.

Al 31 de diciembre de 2025, el proceso se encuentra pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

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. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

El 16 de julio de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 9 Administrativo de Neiva la cual fue admitida mediante auto del 1 de septiembre de 2025.

A corte del 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente de notificar a la CAM.

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. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N°2025-278699, y se fijó fecha para su realización el 19 de agosto de 2025.

El 19 de agosto de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo de Neiva y fue admitida mediante auto del 12 de septiembre de 2025.

A corte del 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra pendiente de fijar fecha de audiencia inicial.

5. Resolución 4850 del 24 de diciembre de 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. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado No. 2025-278851, quedando pendiente la fijación de fecha para su realización.

El 5 de agosto de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 9 Administrativo de Neiva y fue admitida mediante auto del 1 de septiembre de 2025.

A corte del 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente de notificar a la CAM.

- j) El día 10 de marzo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución N°320 de 17 de febrero de 2025 expedida por la CAM, 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. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría Judicial Administrativa, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 20 de agosto de 2025.

Por lo tanto, se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al juzgado Sexto Administrativo de Neiva, la demanda fue admitida por auto del 2 de septiembre de 2025.

Al 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente que el Juzgado resuelva el recurso de apelación presentado por ambas partes contra el auto que negó el decreto de pruebas y corrió traslado para alegar de conclusión y proferir sentencia anticipada.

- k) El 07 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones a través de las cuales la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM- impone sanciones por el presunto incumplimiento a medidas de compensación impuestas por la por aprovechamiento forestal:

1. Resolución N°4921 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$539.384. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3477 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

El 15 de julio de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al juzgado 1 Administrativo de Neiva y fue admitida mediante auto del 7 de agosto de 2025, así como debidamente notificada a la CAM.

A corte del 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente de realizar la audiencia inicial.



2. Resolución N°4922 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3480 del 17 de noviembre de 2023. El 24 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 15 de julio de 2025. Por lo tanto, se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al juzgado Primero Administrativo de Neiva, la demanda fue admitida por auto del 7 de agosto de 2025.

Al 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente de realizar la audiencia inicial.

3. Resolución N°4923 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$532.263, por incumplimiento con la siembra de 3350 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3489 de 17 de noviembre de 2023. El 25 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 29 de septiembre de 2025. Por lo tanto, se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado quinto Administrativo de Neiva.

Al 31 de diciembre de 2025 se encuentra corriendo el término para que la Cam responda la demanda.

- l) El 30 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución N°4924 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual la CAM impone una multa de \$532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3536 del 17 de noviembre de 2023. El 24 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa.

Al 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente que el referido Juzgado se pronuncie sobre la admisión de la demanda.

- m) El 22 de diciembre de 2023, como resultado de un procedimiento sancionatorio adelantado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se declaró responsable ambiental a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el presunto incumplimiento asociado a la intervención de especies epífitas sin realizar el levantamiento previo de la veda, durante las actividades de aprovechamiento forestal del vaso del embalse del proyecto hidroeléctrico El Quimbo. La situación fue resuelta por el Ministerio el 9 de enero de 2025 confirmando la sanción contra el Grupo, y modificando el valor de la multa por \$9.036.939.

Se presentó la demanda respectiva que correspondió al Tribunal Administrativo del Huila.

Al 31 de diciembre de 2025 está pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

- n) El 16 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.732 del 16 de abril de 2025, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- y a través de la cual se declara responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por presuntamente haber realizado actividades de aprovechamiento forestal en las vías sustitutivas autorizadas dentro del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo - PHEQ, en un volumen mayor al autorizado y sin haber obtenido previamente el respectivo permiso de aprovechamiento forestal o en su defecto haber obtenido la modificación de la Licencia Ambiental otorgada para la ejecución del proyecto en mención. En consecuencia, impuso sanción en la modalidad de multa, en cuantía de \$1.863.663.

Al 31 de diciembre de 2025, se interpuso recurso de reposición contra la resolución, el cual se encuentra pendiente de pronunciamiento por parte de la ANLA.

- o) El 14 de mayo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.785 del 26 de marzo de 2025, expedida por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena -CAM- y a través de la cual se declara responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por presuntamente realizar la tala de un árbol de la

especie Cedro (*Cedrela odorata*-Meliaceas), dentro de Zona de Reserva Forestal de la Amazonía-Tipo C, sin contar con el respectivo permiso de aprovechamiento forestal otorgado por la autoridad ambiental competente. En consecuencia, impuso sanción en la modalidad de multa, en cuantía de \$339.146.

Se interpuso recurso de reposición contra la resolución, el cual, al 31 de diciembre de 2025, se encuentra pendiente de pronunciamiento por parte de la CAM.

- p) El día 09 de octubre de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No. 2428 del 08 de octubre de 2025, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- y mediante la cual se resolvió el recurso de reposición presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución No. 1212 del 25 de junio de 2025, que declaró la responsabilidad ambiental por presuntamente “acopiar materiales de construcción en áreas no autorizadas” en la licencia ambiental otorgada para el desarrollo del proyecto “Parque Eólico Windpeshi”.

A través de la resolución notificada, la ANLA confirmó la imposición de la sanción en la modalidad de multa en cuantía de \$2.174.294.

La sanción impuesta será objeto de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la cual se estima presentar antes del vencimiento de término.

#### **Sanciones por incumplimientos regulatorios:**

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución N°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 N°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. El pasado 21 de agosto de 2024 se admitió la demanda.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

Al 31 de diciembre de 2025 está pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

- 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.

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

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.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

Al 31 de diciembre de 2025, el proceso se encuentra pendiente que se fije fecha para la audiencia inicial.

- 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, sin embrago, mediante Resolución SSPD 20252400471005 del 30 de septiembre de 2025, notificada el 2 de octubre, la Superintendencia confirmó en su integridad.

La multa fue pagada el 15 de octubre de 2025 y se encuentra en estudio la presentación de demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción.

- d) El día 10 de octubre de 2025, mediante Resolución SSPD 20252400491705, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de \$2.847.000, por considerar que el Grupo incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado.  
Sobre esta decisión se interpuso recurso de reposición a través de radicado No.20255294412932 del 27 de octubre de 2025, el cual a la fecha no ha sido resuelto por la autoridad.

**Panamá**

Mediante Resolución AN 20796-CS del 03 de septiembre de 2025, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos sancionó a Enel Fortuna, S.A., por incumplimiento a las normas regulatorias, particularmente por fallas de comunicación en los medidores de grandes clientes, por la suma de USD 2.000, los cuales ya fueron pagados de manera proporcional a las empresas distribuidoras con la finalidad de ser aplicados en la tarifa regulada.

**38. Otros seguros**

El Grupo adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes seguros:

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora	País
Empleados con contrato directo con Enel Colombia S.A. E.S.P.	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual \$2.500.000	31/12/2026	Axa Colpatría S.A.	Colombia
Empleados con contrato directos en Panamá con Enel Fortuna, S.A. y Enel Panamá CAM, SRL.		Suma asegurada máxima individual USD 155,000	31/12/2026	Administración de Seguros S.A. (ASSA)	Panamá

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

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora	País
Empleados con contrato directos en Costa Rica con Enel Costa Rica, CAM S.A.		Suma asegurada máxima individual USD 80,000	1/3/2026	MAPFRE Seguros Costa Rica S.A.	Costa Rica
Empleados con contrato directos en Guatemala con Enel Guatemala, S.A.		Suma asegurada máxima individual GTQ 4,000,000	1/3/2026	Aseguradora General, S.A.	Guatemala
		37.814.016	10/11/2026	SBS Seguros Colombia S.A.	Colombia
	Responsabilidad civil de directores y administradores	USD 5.000.000	10/11/2026	Administración de Seguros S.A. (ASSA)	Guatemala
Consejeros o directivos		USD 10.000.000	10/11/2026	Administración de Seguros S.A. (ASSA)	Panamá
	Responsabilidad civil de directores	USD 5.000.000	10/11/2026	Administración de Seguros S.A. (ASSA)	Costa Rica

### 39. Compromisos y contingencias

#### a) Compromisos de compra:

Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2025, tiene compromisos por compra de energía, gas natural, fuel oil y carbón así:

Periodo	Energía distribución	Energía generación	Gas natural	Carbón	Total
2026-2029	\$ 6.577.267.850	\$ 1.507.514.374	\$ 125.598.651	\$ 140.371.781	\$ 8.350.752.656
2030-2034	4.505.628.503	1.477.386.967	-	-	5.983.015.470
2035-2039	3.120.105.535	1.292.737.060	-	-	4.412.842.595
2040 y siguientes	149.418.448	984.169.888	-	-	1.133.588.336
<b>Total</b>	<b>\$ 14.352.420.336</b>	<b>\$ 5.261.808.289</b>	<b>\$ 125.598.651</b>	<b>\$ 140.371.781</b>	<b>\$ 19.880.199.057</b>

Año	Materiales	Servicios	Total
2026	\$ 310.111.351	\$ 646.668.164	\$ 956.779.515
2027 – 2028	348.404.876	912.480.421	1.260.885.297
2029 – 2030	-	899.188.330	899.188.330
<b>Total</b>	<b>\$ 658.516.227</b>	<b>\$ 2.458.336.915</b>	<b>\$ 3.116.853.142</b>

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

Periodo	Energía comercialización	Total
2026-2029	\$ 422.864.085	\$ 422.864.085
2030-2034	3.325.058.330	3.325.058.330
2035-2039	58.064.380	58.064.380
<b>Total</b>	<b>\$ 3.805.986.795</b>	<b>\$ 3.805.986.795</b>

#### Centroamérica

Periodo	Energía generación	Total
2026-2029	\$ 169.292.740	\$ 169.292.740
2030-2034	159.310.376	159.310.376
2035-2039	22.124.177	22.124.177
<b>Total</b>	<b>\$ 350.727.293</b>	<b>\$ 350.727.293</b>

#### b) Convenio Estación Elevadora de Aguas Residuales Canoas - EEARC

Al 31 de diciembre 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 in 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 100%
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100% suministro de equipos 95% y montaje de equipo electromecánico 95%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance de construcción civil 96%, suministro de equipo 95% y montaje de equipo electromecánico 96%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 95%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 95% y obra civil 100%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Rio Bogotá 100%.
- 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. 100% el 21 de octubre de 2025.
  - ✓ Comisionamiento con energía. Esta actividad se cumplió al 100% el 15 de octubre de 2025.
  - ✓ Operación asistida. A partir de abril del año 2026 hasta octubre de 2026; y en adelante, entrará en operación comercial.

**c) 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 diciembre de 2025, calificados como eventuales son:

**• Colombia.**

**a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.**

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.626.840.

Estado actual y situación procesal: El 13 de febrero de 2026, el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá, profirió la sentencia de primera instancia favorable a Enel Colombia S.A. E.S.P., el juzgado rechazó la demanda por improcedente al considerar que no se agotó el requisito de procedibilidad necesario para esta clase de procesos.

La sentencia fue apelada por los demandantes el 19 de febrero de 2026, a la fecha no hay más movimientos.

**b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño ASOCUAN.**

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Estado actual y situación procesal: Mediante auto del 24 de octubre de 2025, el Juzgado confirmó la orden de vincular a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integre la litis; determinación que fue cumplida por el demandante que procedió con la vinculación procesal de los sujetos procesales que conforman la propiedad horizontal. Avalado lo anterior por parte del juzgado, el proceso deberá continuar con la etapa de la audiencia inicial. Al 31 de diciembre de 2025 no hay movimientos adicionales y se está a la espera de esa verificación.

**c. Proceso de cobro coactivo de alumbrado público con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos UAESP.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$229.680.865.

Estado actual y situación procesal:

**1. Acción de Nulidad y restablecimiento del Derecho:**

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la Resolución de reliquida el alumbrado público. El Grupo presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo al Grupo. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra del Grupo, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

## **2. Proceso cobro coactivo de Alumbrado Público con la UAESP.**

Estado actual y situación procesal: El 13 de junio de 2025 se desistió de la demanda presentada contra el auto N°007 del 4 de septiembre de 2024, dado que dicho acto fue revocado parcialmente vía revocatoria directa por parte de la UAESP mediante Resolución 173 de 2025.

Por auto del 24 de julio de 2025, el Tribunal aceptó el desistimiento y ordenó la terminación y el archivo de ese expediente y, a su turno, el Grupo presentó ante la Procuraduría General de la Nación la solicitud de conciliación extrajudicial como requisito de procedibilidad contra la Resolución 173 de 2025, la cual fue admitida fijándose el 6 de octubre de 2025 la audiencia de conciliación, sin embargo se hizo una solicitud conjunta con la UAESP, solicitando el aplazamiento de la misma y se fijó como nueva fecha el 11 de noviembre del mismo año, , fecha en la cual se llevó a cabo la audiencia con resultado favorable, acordándose entre las partes que la liquidación de la obligación se realizaría con base en la Resolución 730 de 2017. Al 31 de diciembre de 2025, el acuerdo logrado en este caso se encuentra en el Tribunal Administrativo de Cundinamarca para aprobación judicial.

Adicionalmente, mediante Resolución 463 del 11 de julio de 2025, la UAESP resolvió el recurso presentado contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, pero, por persistir la controversia en punto de los intereses ordenados, el Grupo radicó solicitud de revocatoria directa que fue negada mediante Resolución 684 del 15 de septiembre de 2025.

El 26 de septiembre de 2025 el Grupo radicó ante la Procuraduría General de la Nación una solicitud de conciliación extrajudicial como requisito de procedibilidad frente a las Resoluciones 237 y 463 de 2025. La solicitud fue admitida, posteriormente las partes presentaron de manera conjunta una solicitud de aplazamiento con fecha de 27 de enero de 2026. No obstante, la procuraduría programó la audiencia de conciliación para el 05 de febrero de 2026.

En la audiencia de conciliación realizada el 05 de febrero de 2026, la procuraduría concluyó que el acuerdo entre Enel Colombia S.A. E.S.P., y la UAESP no contiene en esta etapa, una obligación clara, expresa y exigible, en la medida en que el monto involucrado aún se encuentra sujeto a la aprobación del primer acuerdo conciliatorio, el cual revocó parcialmente la Resolución 173 de 2025 y que actualmente se encuentra pendiente de control judicial.

No obstante, la Procuraduría debe remitir el expediente al Tribunal Administrativo de Cundinamarca para su aprobación judicial.

Una vez el Tribunal reciba la documentación, la Contraloría General de la República contará con un plazo de treinta (30) días para emitir su concepto, el cual es obligatorio en este caso. Vencido dicho término, el juez dispondrá de dos (2) meses para decidir si aprueba o rechaza el acuerdo, con la posibilidad de una única prórroga de hasta dos (2) meses adicionales en caso de que sea necesario adelantar actuaciones probatorias.

La decisión final deberá ser notificada formalmente a las partes, al Ministerio Público y a la Contraloría, todos los cuales podrán interponer los recursos correspondientes. Estos plazos podrán ampliarse dependiendo de la carga laboral del despacho judicial.

Una vez el proceso sea admitido por el Tribunal Administrativo, el Grupo presentará una solicitud de acumulación para incorporar al trámite el acuerdo conciliatorio relacionado con la Resolución 173 de 2025.

El 11 de febrero Enel Colombia S.A. E.S.P., radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, contra las Resoluciones 237 y 463 de 2025.

**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: Fallo de primera instancia fue desfavorable para el Grupo. Al 31 de diciembre de 2025, continúa a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia, pero estimamos que el fallo se profiera en el año 2026.

**e. Acción de grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.**

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de diciembre 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: Durante el año 2024 se obtuvo sentencia desfavorable de primera instancia contra la que se radicó recurso de apelación. Al 30 de junio de 2025, el Consejo de Estado admitió el recurso de apelación y el proceso ingresó al despacho para fallo de segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2025 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de segunda instancia ante el Consejo de Estado.

**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 diciembre 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: \$11.549.367 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: El proceso en contra de la liquidación del año 2018 finalizó por declarar probada la excepción de inepta demanda. Al 31 de diciembre de 2025, el proceso contra las dos liquidaciones del año 2016, y el proceso por el año 2017 siguen pendientes de fallo en segunda instancia, ambos con sentencias desfavorables de primera instancia.

**i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.**

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$4.609.201 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al corte de septiembre 31 de 2025 el proceso se encuentra pendiente de fallo de segunda instancia.

**j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.**

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$1.150.000.000.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

Por auto de 29 de mayo de 2025 el Juzgado requirió a las partes, incluido el Grupo, para presentar los documentos y demás soportes pedidos por los peritos designados para rendir el dictamen, entre los que se encuentran expedientes administrativos de las sanciones objeto de la demanda, facturas y actas de inspecciones. Contra dicho auto se presentó recurso de reposición alegando la imposibilidad material de aportarlos dada su vetustez.

El 1 de julio de 2025, el Juzgado resolvió el recurso de reposición presentado, decidiendo no reponer la providencia recurrida. Por lo tanto, el Grupo actualmente prepara respuesta al requerimiento del Juzgado, luego de lo cual se espera que se realice la práctica de las pruebas para el posterior fallo. A la fecha no hay más movimientos.

Mediante auto del 28 de octubre de 2025, el Juzgado requirió al Grupo la acreditación de las gestiones realizadas para la localización de documentos antiguos, incluyendo actas de eliminación documental y demás soportes de búsqueda razonable. La respuesta se presentó el 13 de enero de 2026, aportando evidencia del cumplimiento de los protocolos de archivo, revisiones físicas efectuadas y solicitudes elevadas ante autoridades administrativas y judiciales. El Grupo reitera que la información ya suministrada es jurídicamente suficiente y que la carga de la prueba respecto de los perjuicios y pretensiones económicas corresponde a la parte demandante. Surtido lo anterior, se espera que se realice la práctica de las pruebas para el posterior fallo.

**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.

El 16 de mayo de 2025 el Juez otorgó a la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), la Corporación Autónoma Regional (CAR) y el Grupo, una prórroga de 3 meses adicionales, contados a partir del 13 de julio de 2025, para presentar los dictámenes de contradicción. Teniendo en cuenta lo anterior, los dictámenes de contradicción se presentaron el 14 de octubre de 2025.

Dentro del término procesal, el Grupo y la EAAB presentaron los dictámenes de contradicción, en consecuencia, el Juzgado programó audiencia de sustentación y contradicción de los dictámenes periciales aportados por el Grupo Actor, NORCO, la EAAB y el Grupo, la cual se llevará a cabo el 12 de febrero de 2026.

#### **I. Jesús Maria 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 diciembre 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 22 y 23 de enero de 2025 se llevaron a cabo las audiencias de contradicción de los dictámenes periciales financieros aportados por las Partes, con lo cual se culminó la etapa probatoria del trámite de la referencia. El 11 de marzo de 2025 se celebró la audiencia de alegatos de conclusión, en el que las Partes rindieron sus alegaciones de conclusión.

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral favorable para el Grupo, en el marco del trámite en el que Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó demanda de reconvención 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 arbitral, las cuales fueron negadas por el Tribunal Arbitral en audiencia celebrada en la fecha mencionada.

El 16 de junio de 2025, Consalt International presentó recurso extraordinario de anulación en contra del laudo arbitral proferido.

Mediante comunicación del 24 de junio de 2025, el Tribunal corrió traslado del recurso extraordinario de anulación a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al corte del 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra terminado con resultado favorable para el Grupo. Se prevé solicitar su reconocimiento y ejecución en Italia conforme a los artículos 839 y 840 del Código de Procedimiento Civil italiano.

#### **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 ante el Juzgado 7 Administrativo. Mediante auto de fecha 11 de junio de 2025 el Juzgado declaró falta de jurisdicción y ordenó remitir a Garzón. El 13 de junio de 2025 el Grupo presentó recurso contra dicho auto. El 25 de julio de 2025, el Juzgado 7 Administrativo resolvió desfavorablemente el recurso presentado contra su decisión de declarar la falta de jurisdicción y remitir el proceso a los Juzgados Civiles del Circuito Judicial de Garzón.

Previo rechazo por competencia del Juzgado inicial de conocimiento, donde el proceso se encontraba en fase probatoria, mediante auto de fecha 13 de noviembre de 2025 el Juzgado 1 del Circuito Judicial de Garzón también rechazó demanda y propuso conflicto de competencia ante la Corte Constitucional.

Al 31 de diciembre de 2025 se está a la espera de que la Corte Constitucional dirima el conflicto y asigne definitivamente la competencia al Juzgado que corresponda.

**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: El 30 de octubre de 2025, el Juzgado 7 Administrativo de Neiva profirió fallo de primera instancia favorable para el Grupo, respecto del cual la parte demandante presentó recurso de apelación.

Al 31 de diciembre de 2025 se está a la espera de que se remita el expediente al Tribunal Administrativo del Huila para que se tramite el recurso y se profiera la sentencia de segunda instancia.

**p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Estado actual y situación procesal: El 27 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. El 22 de abril fue rechazado el recurso por improcedentes y remite a juzgado 2 civil del circuito de Garzón.

Previo rechazo por competencia del Juzgado inicial de conocimiento, donde el proceso se encontraba para fallo de primera instancia, mediante auto de fecha 20 de noviembre de 2025 el Juzgado 2 del Circuito Judicial de Garzón también rechazó demanda y propuso conflicto de competencia ante la Corte Constitucional.

Al 31 de diciembre de 2025 se está a la espera de que la Corte Constitucional dirima el conflicto y asigne definitivamente la competencia al Juzgado que corresponda.

**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 27 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. El 22 de abril rechaza recursos por improcedentes y remite a juzgado 1 civil del circuito de Garzón.

Por auto del 13 de agosto de 2025, el juzgado 1 Civil del Circuito de Garzón rechazó el conocimiento del proceso y propuso conflicto negativo de competencia. Previo rechazo por competencia del Juzgado inicial de conocimiento, donde el proceso se encontraba para fallo de primera instancia, mediante auto de fecha 26 de agosto de 2025 el Juzgado 1 del Circuito Judicial de Garzón también rechazó demanda y propuso conflicto de competencia ante la Corte Constitucional.

Al 31 de diciembre de 2025 se está a la espera de que la Corte Constitucional dirima el conflicto y asigne definitivamente la competencia al Juzgado que corresponda.

**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 diciembre 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: El Tribunal Administrativo profirió fallo de segunda instancia confirmado el fallo de primera que fue favorable para el Grupo, y mediante auto de fecha 12 de junio de 2025 el juzgado ordenó cumplir lo resuelto.

Al 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra totalmente terminado con resultado favorable en ambas instancias.

**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 réplica a esa solicitud.

Al 31 de diciembre está pendiente pronunciamiento por parte del juzgado respecto a la solicitud de la parte actora de remitir el proceso por competencia a la jurisdicción civil, respecto de la cual el Grupo presentó la respectiva réplica.

**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.

El 26 de marzo de 2025, se profiere Sentencia de segunda instancia favorable para el Grupo, que confirma la sentencia de primera instancia del 18 de diciembre de 2019 proferida por el Tribunal Administrativo del Huila que negó las pretensiones de la demanda.

A corte del 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra totalmente terminado con resultado favorable en ambas instancias.

**v. Reparación directa de Jesús Hernán Ramírez 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.

Al 31 de diciembre de 2025 está pendiente pronunciamiento por parte del juzgado respecto a la solicitud de la parte actora de remitir el proceso (que ya se encontraba para sentencia de primera instancia) por competencia a la jurisdicción civil, respecto de la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó la respectiva réplica.

**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: El 15 de agosto de 2025 el Juzgado 8 Administrativo de Neiva remitió el proceso por competencia la Jurisdicción Civil y el asunto fue repartido al Juzgado Primero Civil del Circuito de Neiva.

Al 31 de diciembre de 2025 continúa pendiente que el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón se pronuncie sobre su competencia para conocer del proceso, previa remisión que le hizo el Juzgado 8 Administrativo de Neiva.

**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. El pasado de 2 de julio de 2025 el Grupo presentó recurso contra el auto que

negaba la solicitud de correr traslado del dictamen pericial presentado por la contraparte, y en consecuencia la audiencia del 8 de julio fue aplazada por el Juzgado para el día 13 de julio de 2025.

El 15 de julio de 2025, el demandante presentó una serie de solicitudes, recursos e incluso una acción de tutela solicitando que no se realizara la audiencia programada para el 16 de julio de 2025, razón por la cual la audiencia no se llevó a cabo y tampoco se ha reprogramado.

El recurso fue contra el auto que ordenó de forma oficiosa la comparecencia de los peritos autores de su dictamen pericial. Adicionalmente, el 9 de septiembre el demandante presentó un memorial solicitando que el Juez declare la pérdida de su propia competencia al no haber proferido la sentencia dentro del término establecido en el artículo 121 del CGP. Al 30 de septiembre de 2025 el Juzgado tampoco ha resuelto esta solicitud.

Entre octubre y diciembre de 2025 se presentó actuaciones procesales relevantes en relación con la competencia judicial. El 15 de octubre de 2025, el Grupo se pronunció frente al recurso de reposición interpuesto por la parte demandante, solicitando confirmar el auto que rechazó la pérdida de competencia y negar la nulidad propuesta, o subsidiariamente decretar la pérdida de competencia y la nulidad desde el 9 de septiembre de 2025. Posteriormente, el 7 de noviembre de 2025, las partes solicitaron de común acuerdo la suspensión del proceso hasta el 18 de diciembre de 2025. No obstante, mediante auto del 12 de noviembre de 2025, el Juzgado repuso la decisión previa y decretó la pérdida de competencia, ordenando la remisión del expediente al Juzgado 48 Civil del Circuito de Bogotá D.C., el cual, mediante auto del 15 de diciembre de 2025, se abstuvo de avocar conocimiento al considerar que la competencia permanecía en cabeza del Juzgado 47 Civil del Circuito de Bogotá D.C., razón por la cual promovió conflicto negativo de competencia ante el Tribunal Superior de Bogotá D.C.

**y. Acción de grupo José Edgar Bejarano.**

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de diciembre 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, el Grupo 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 diciembre de 2025, este proceso se encuentra terminado.

**aa. Incidente de desacato en el marco de la Sentencia del Río Bogotá, por la Central Termozipa.**

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Dentro del incidente de desacato en contra de los municipios de Tocancipá y Cajicá que existen en cumplimiento de la Sentencia del Río Bogotá, el Grupo fue vinculada con ocasión de una posible contaminación a fuentes hídricas y suelos de la zona, por una supuesta

emisión de cenizas que se atribuyen a la operación de la Central Termozipa y otra empresa de la zona. Si el Tribunal considera que existe una afectación ambiental, en cabeza del Grupo, puede ordenar la suspensión de la operación en la central o imponer condicionarla para la realización de nuevas actividades que mitiguen el riesgo de contaminación, así mismo procederá a determinar en cabeza de quien recae la responsabilidad e imponer sanciones para el Grupo. En caso contrario, procederá a cerrar el incidente de desacato.

Al 31 de diciembre de 2025, el proceso continúa pendiente de que el Tribunal resuelva la solicitud del Grupo de ampliar el término para presentación del dictamen de contradicción al decretado por el despacho en septiembre del 2022.

**ab. Acción popular Contraloría de Cundinamarca, por el alumbrado público.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$175.950.000.

(Monto estimado por la línea de negocio, que comprende los ingresos totales proyectados por arrendamiento de activos de alumbrado público en todos los municipios hasta el vencimiento de los contratos; el valor contable de los activos al 31 julio de 2025 y; el alquiler de infraestructuras y otros servicios).

Estado actual y situación procesal: La Contraloría de Cundinamarca interpuso una acción popular contra el Grupo por presuntas vulneraciones a derechos colectivos en la prestación del servicio de alumbrado público en varios municipios. Se cuestionó el uso de contratos de arrendamiento en lugar de concesión, lo que impidió la reversión de infraestructura pública, y se alegó una posición dominante con cobros indebidos.

El 23 de julio de 2025, el Juzgado 47 Administrativo de Bogotá emitió sentencia señalando que no se acreditó la titularidad de las redes por falta de inventarios claros, lo que pone en duda los cobros efectuados. Se declararon vulnerados derechos a la moralidad administrativa, al patrimonio público y al uso adecuado del espacio público.

La sentencia ordenó al Grupo entregar inventarios detallados, cesar cobros no acreditados, permitir la contratación libre por parte de los municipios y abstenerse de obstaculizar decisiones judiciales.

También estableció seguimiento judicial trimestral por un año, sin condena económica específica.

El 30 de julio de 2025, el Grupo solicitó aclaración de la sentencia, la cual fue resuelta el 15 de agosto de 2025. El 21 de agosto de 2025 el Grupo interpuso recurso de apelación, concedido en efecto suspensivo ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Al 31 de diciembre de 2025, se espera de la admisión del recurso y la posterior sentencia de segunda instancia.

**ac. Acción popular Orlando Beltran Cuellar.**

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Acción popular dirigida a la suspensión de la licencia ambiental Quimbo solicitando que se condene al Grupo a asumir el valor de construcción y operación de plantas de tratamiento de aguas residuales de los municipios de influencia del proyecto. El fallo de primera instancia fue parcialmente desfavorable para el Grupo. Al 31 de diciembre de 2025 el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

**ad. Acción de nulidad por inconstitucionalidad de la licencia ambiental del Proyecto Hidrológico el Quimbo, Diana Marcela Morelo Lozada y otra.**

Fecha de inicio: 2013.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: El Consejo de Estado admitió una demanda de nulidad contra varias resoluciones que otorgaron la Licencia Ambiental al proyecto hidroeléctrico El Quimbo, por presunta vulneración de normas constitucionales, legales y tratados internacionales sobre protección ambiental, alegando daños ambientales irreversibles. Al 31 de diciembre de 2025 el proceso está al Despacho para sentencia de única instancia.

**ae. Acción de grupo Miguel Ángel Chávez y otros.**

Fecha de inicio: 2011.

Pretensión: \$112.320.000

Estado actual y situación procesal: En 2011, habitantes de Sibaté presentaron una acción de grupo contra entidades públicas y privadas, incluido el Grupo, por daños causados por la contaminación del embalse El Muña debido al bombeo de aguas del río Bogotá. El Grupo niega responsabilidad, alegando que recibe el agua ya contaminada. El proceso fue remitido a los Juzgados de Bogotá y aún está en etapa preliminar, pendiente de resolver excepciones y recursos contra decisiones como la exclusión de algunos demandados.

Así, el 21 de mayo de 2025 se fijó en lista las excepciones de la contestación de los curadores y el 25 de agosto de 2025 el apoderado judicial de la sociedad DIACO S.A. presenta incidente de nulidad respecto de la totalidad de actuaciones procesales surtidas con posterioridad a la admisión de la demanda.

Al 31 de diciembre de 2025 el proceso está al Despacho para resolver lo que corresponda y continuar con el impulso del proceso.

**af. Acción popular afectaciones ambientales centrales de generación Cundinamarca - Diego Andrés López Suárez y Laurean Mora Beltrán.**

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Acción popular por presuntas afectaciones ambientales, sociales y de salud en El Colegio y San Antonio del Tequendama, derivadas de la operación de varias plantas de generación de energía. Los demandantes alegan contaminación hídrica, sonora y odorífera, falta de mantenimiento, cortes de energía, daños viales, ausencia de consulta previa y escasas compensaciones a la comunidad.

El 28 de julio de 2025, el Tribunal confirmó el auto admisorio de la demanda y, en consecuencia, el 5 de agosto de 2025 se fijaron y trasladaron las excepciones presentadas por las accionadas, el cual recorrió el Grupo el 12 de agosto de 2025.

El 24 de octubre de 2025 el Tribunal aceptó la coadyuvancia de una veeduría ciudadana a la parte demandante y vinculó a los municipios de San Antonio del Tequendama y Mesitas del Colegio, así como al Departamento de Cundinamarca como terceros interesados. El proceso avanzó con la contestación de la demanda por el Departamento de Cundinamarca y el 25 de noviembre se corrió traslado de las excepciones de mérito propuestas.



Al 31 de diciembre de 2025 el expediente está al Despacho para la programación de la audiencia de pacto de cumplimiento.

**Centroamérica.**

**ag. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).**

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

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 diciembre 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.

**ah. 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 diciembre del 2025, no existen actuaciones adicionales.

**ai. 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: En junio de 2025, se notificó la Resolución emitida por el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, Segundo Circuito Judicial, San José, Goicoechea, resolviendo que declara sin lugar las costas en el arbitraje seguido por PH Chucas, S.A. contra el ICE. El 01 de julio de 2025, se presentó ante el Tribunal Contencioso Administrativo (Sección de ejecución) el recurso de adición y aclaración el cual fue rechazado. Asimismo, se presentó y se sustentó el recurso de apelación ante el Tribunal de Apelaciones Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, Segundo Circuito Judicial, San José, Goicoechea.

El 11 de julio de 2025, el ICE presentó un escrito oponiéndose al recurso, reiterando los argumentos ya planteados ante la jueza de ejecución.

Al 31 de diciembre de 2025, se espera que el Tribunal de Apelaciones resuelva el recurso interpuesto.

**aj. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).**

Fecha de inicio: 2022.

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

Pretensión: US\$100.000 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel Guatemala S.A., horas extras y daños y perjuicios).

Estado actual y situación procesal: El Juzgado Pluripersonal de Primera Instancia de Trabajo y Previsión Social del Municipio de Santa María de Nebaj, del departamento de Quiché, emitió despacho de ejecución y requerimiento de pago a Enel Guatemala S.A., por lo cual, Enel Guatemala, S.A. procedió al pago de US\$25,174, contra la firma del desistimiento del demandante para ser presentado al Juzgado y que se proceda al archivo del expediente.

Al 31 de diciembre de 2025 este proceso se encuentra terminado.

**ak. 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 diciembre de 2025, la valoración del Auto de Pruebas se encuentra en proyecto en lectura (de resolución) decidiendo sobre los recursos de apelación presentados por ETESA y la Procuraduría en contra del Auto de Pruebas No. 278 del 6 de agosto de 2024) desde el 2 de septiembre de 2025.

**al. 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.

Al 31 de diciembre de 2025 el Grupo está realizando gestiones y solicitudes ante el Juzgado para ejecutar la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho y se espera respuesta por parte del Tribunal a solicitud de remate de los bienes embargados y la tercera presentada por Enel Fortuna, S.A.

#### 40. Gestión de riesgos

El Grupo está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- c) Cada gerencia y área corporativa define:
  - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - ii. Criterios sobre contrapartes.
  - iii. Operadores autorizados.
- d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos del Grupo.

#### Riesgo de tasa de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados consolidado.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre 2025 el Grupo contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por \$400.000.000, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses. La segunda cobertura fue contratada el 10 de octubre de 2025 por \$1.211.157.000, con vencimiento el 10 de octubre de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR O/N.

Tasa de interés	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 6,85%	(+/-) \$ 66.616.250	+/- 9,78%	(+/-) 149.523.486
IBR	+/- 7,22%	(+/-) \$ 488.141.196	+/- 8,44%	(+/-) 519.340.817

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

(\*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2023-2025 y 2022-2024 para los cálculos de 2025 y 2024, respectivamente) tomando dos veces la variación estándar de la serie.

**Riesgo de tipo de cambio**

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

- a) Deuda contratada por el Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- c) Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional del Grupo es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente, el Grupo contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares y euros para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad).

A cierre de diciembre de 2025 el Grupo tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD por \$98.042.416, y en EUR por \$240.734.

**Riesgo de “commodities”**

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

El Grupo realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

**Riesgo de Liquidez**

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			No corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total no corriente
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 2.283.642.613	\$ -	\$ 2.283.642.613	\$ 251.755.096	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 251.755.096

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

Concepto	Corriente			No corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total no corriente
Préstamos bancarios (capital + intereses)	190.027.067	1.867.511.545	2.057.538.612	3.296.966.379	2.492.440.912	4.174.649.769	-	9.964.057.060
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (capital)	19.064.270	49.711.575	68.775.845	548.622.619	560.771.444	-	-	1.109.394.063
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	25.983.025	19.967.202	45.950.227	70.117.570	61.546.430	87.668.587	83.696.610	303.029.197
Bonos emitidos (capital + intereses)	29.295.182	69.201.010	98.496.192	-	-	-	-	-
	<b>\$ 2.548.012.157</b>	<b>\$ 2.006.391.332</b>	<b>\$ 4.554.403.489</b>	<b>\$ 4.167.461.664</b>	<b>\$ 3.114.758.786</b>	<b>\$ 4.262.318.356</b>	<b>\$ 83.696.610</b>	<b>\$ 11.628.235.416</b>

## Riesgo de Crédito

EL Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito, mediante políticas y procedimientos establecidos.

### Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en el Grupo es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, se desplegó un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la suspensión del servicio eléctrico y la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico a la evolución de la cartera y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. El Grupo despliega un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico al desempeño del crédito y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

### Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles del Grupo (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por el Grupo.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser el grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior,

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

dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

- Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.
- Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.
- Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

**Seguridad:** Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

**Liquidez:** Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

**Rentabilidad:** Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

**Diversificación:** Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

**Transparencia:** Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

### **Medición del riesgo**

El Grupo adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos del Grupo y establecer un enfoque basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- (a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.
- (b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.
- (c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que el Grupo utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

## **41. Mercado de derivados energéticos**

### **Generación**

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social 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 diciembre de 2025, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 25,2 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 Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)

A su vez, en lo corrido del año al 31 de diciembre de 2025 se liquidaron 61,2 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre de 2025 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$839.807 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 con una mayor cobertura, ha participado activamente 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.

Al 31 de diciembre de 2025, no hay contratos de compra de futuros de energía vigentes, con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación. A su vez, desde el 1 de enero de 2025 al 31 de diciembre de 2025 se han liquidado 14,7 GWh.

Las operaciones de futuros son respaldadas por garantías las cuales al 31 de diciembre de 2025 ascienden en efectivo a \$367.324, los cuales están a disposición del Grupo, pero como parte de su operación.

Al 31 de diciembre de 2025 la valoración de Trading para Enel Colombia S.A. E.S.P. cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (168.336)	5
		\$ (168.336)	5

La disminución en las operaciones de trading corresponde a que durante el tercer trimestre del 2025 se han liquidado 17 operaciones y no se han generado nuevos contratos.

## 42. 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 diciembre de 2025:

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.061.137.741	\$ 2.065.010.131
<b>Total de activos financieros</b>		<b>\$ 2.061.137.741</b>	<b>\$ 2.065.010.131</b>
Pasivos financieros (2)		Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios		\$ 8.715.623.248	\$ 933.252.944
Bonos emitidos		981.486.441	8.816.217.543
Obligaciones por leasing		329.749.922	283.626.543
<b>Total de pasivos</b>		<b>\$ 10.026.859.611</b>	<b>\$ 10.033.097.030</b>
Activos no financieros (3)		Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono		\$ 22.740.431	\$ 77.564.104
<b>Total de activos no financieros</b>		<b>\$ 22.740.431</b>	<b>\$ 77.564.104</b>

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

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:

<b>Activos financieros (1)</b>		<b>Valor en libros</b>	<b>Valor razonable</b>
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
<b>Total de activos financieros</b>		<b>\$ 2.226.124.796</b>	<b>\$ 2.229.441.025</b>
<b>Pasivos financieros (2)</b>		<b>Valor en libros</b>	<b>Valor razonable</b>
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
<b>Total de pasivos</b>		<b>\$ 10.140.813.508</b>	<b>\$ 10.470.575.588</b>
<b>Activos no financieros (3)</b>		<b>Valor en libros</b>	<b>Valor razonable</b>
Bonos de Carbono		\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
<b>Total de activos no financieros</b>		<b>\$ 40.226.437</b>	<b>\$ 95.040.110</b>

- (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 diciembre 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.

El valor razonable de cada instrumento de deuda se mide proyectando los flujos de capital e intereses a pagar de cada operación por sus condiciones de tasa y periodicidad contractuales, y se descuenta a valor presente con la curva de valoración para el cierre de cada trimestre que nos proporciona uno de los proveedores de precios del mercado colombiano (PRECIA). Para estas curvas de descuento se realiza la solicitud y el pago de cada curva y se tiene un contrato activo con Precia.

- (3) Al 31 de diciembre de 2025, se tienen reconocidos bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2015 – 2018 por \$10.333.523; 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2019 y 2020 por \$15.045.043; 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$12.832.060; 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$20.126.566; 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO<sub>2</sub> por \$13.196.050; y 230.906 certificados emitidos a junio de 2025 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$6.030.862, la actualización del valor razonable corresponde a ajustes en los precios de mercado de los Bonos de Carbono. Así mismo, se han realizado ventas de certificados CO<sub>2</sub> 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.

Al 31 de diciembre 2025, el Grupo mantiene en su estado de situación financiera consolidado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.



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

Al 31 de diciembre de 2025

**Activos financieros**

Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez

**Nivel 3**

\$ 46.148

**\$ 46.148**

**Nivel 2**

\$ 24.540.814

**\$ 7.891.790**

Instrumentos derivados (Ver Nota 5)

**Pasivos financieros**

Instrumentos derivados (Ver Nota 17)

Al 31 de diciembre de 2024

**Activos financieros**

Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez

**Nivel 3**

\$ 163.700

**\$ 163.700**

**Nivel 2**

\$ 50.385.716

**\$ 2.832.573**

Instrumentos derivados (Ver Nota 5)

**Pasivos financieros**

Instrumentos derivados (Ver Nota 17)

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación del Grupo en el patrimonio de Derivex, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

### 43. 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 diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Costo Amortizado</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.150.701.653	\$ -	\$ 1.263.347.284	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.874.067.448	187.070.293	2.170.927.317	55.197.479
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	26.508.160	-	19.169.872	-
Otros activos financieros	57.653.984	313.691.199	25.355.956	378.564.608
<b>Total Activos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 3.108.931.245</b>	<b>\$ 500.761.492</b>	<b>\$ 3.478.800.429</b>	<b>\$ 433.762.087</b>
<b>Valor Razonable con cambios en Resultados</b>				
Otros activos financieros	29.173.682	46.148	2.545.921	163.700
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados</b>	<b>\$ 29.173.682</b>	<b>\$ 46.148</b>	<b>\$ 2.545.921</b>	<b>\$ 163.700</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros activos financieros	24.540.814	-	50.385.716	18.716.231
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 24.540.814</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 50.385.716</b>	<b>\$ 18.716.231</b>
Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Costo Amortizado</b>				
Otros pasivos financieros	\$ 1.446.341.587	\$ 8.580.518.024	\$ 2.040.918.585	\$ 8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.290.311.556	402.257.398	2.214.971.726	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	173.742.530	89.211.913	263.610.890	247.174.332
<b>Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 3.910.395.673</b>	<b>\$ 9.071.987.335</b>	<b>\$ 4.519.501.201</b>	<b>\$ 8.547.179.639</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros pasivos financieros	7.891.790	24.443	2.832.573	-
<b>Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 7.891.790</b>	<b>\$ 24.443</b>	<b>\$ 2.832.573</b>	<b>\$ -</b>

### 44. 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

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

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	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generación de energía.</li> <li>Comercialización de gas.</li> <li>Comercialización de bonos de carbono.</li> </ul>
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distribución y comercialización de Energía.</li> <li>Servicio de alumbrado público (infraestructura).</li> <li>Otros negocios.</li> </ul>

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre 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.

A continuación, la información financiera por segmentos:

**Resultados por segmentos para el periodo**  
**enero - diciembre de 2025**

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 7.402.325.016
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(734.977.913)
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 6.667.347.103</b>
Aprovisionamientos y servicios	(2.683.249.411)
Depreciación y amortización	(568.107.356)
Gastos de personal	(307.963.301)
Otros ingresos (costos)	(424.671.586)
Ingresos financieros	102.104.792
Gastos financieros	(695.979.354)
Diferencias en Cambio	(5.413.395)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	232.387.785
Resultado de otras inversiones	105.990.395
Resultados en venta y disposición de activos	(26.868.885)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (14.462.800)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(14.462.800)
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.381.113.987</b>
Gasto por impuesto de renta	(905.949.298)
<b>Utilidad neta</b>	<b>\$ 1.475.164.689</b>

Segmentos al 31 de diciembre de 2025			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 7.402.325.016	\$ 8.822.806.913	\$ (327.804.052)	\$ 15.897.327.877
(734.977.913)	(246.771.619)	981.749.532	-
<b>\$ 6.667.347.103</b>	<b>\$ 8.576.035.294</b>	<b>\$ 653.945.480</b>	<b>\$ 15.897.327.877</b>
(2.683.249.411)	(4.809.431.562)	259.865.653	(7.232.815.320)
(568.107.356)	(578.569.444)	-	(1.146.676.800)
(307.963.301)	(355.257.338)	-	(663.220.639)
(424.671.586)	(335.844.748)	67.938.399	(692.577.935)
102.104.792	105.529.948	(40.104.609)	167.530.131
(695.979.354)	(741.883.951)	40.104.609	(1.397.758.696)
(5.413.395)	1.801.773	-	(3.611.622)
232.387.785	(1.400.322)	(235.937.146)	(4.949.683)
105.990.395	-	(105.990.395)	-
(26.868.885)	(13.459.872)	-	(40.328.757)
<b>\$ (14.462.800)</b>	<b>\$ (62.153.774)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (76.616.574)</b>
(14.462.800)	(62.153.774)	-	(76.616.574)
<b>\$ 2.381.113.987</b>	<b>\$ 1.785.366.004</b>	<b>\$ 639.821.991</b>	<b>\$ 4.806.301.982</b>
(905.949.298)	(716.522.181)	-	(1.622.471.479)
<b>\$ 1.475.164.689</b>	<b>\$ 1.068.843.823</b>	<b>\$ 639.821.991</b>	<b>\$ 3.183.830.503</b>

**Resultados por segmentos para el periodo**  
**enero - diciembre de 2024**

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 8.444.317.134
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(700.592.820)
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 7.743.724.314</b>
Aprovisionamientos y servicios	(4.885.895.443)
Depreciación y amortización	(512.045.998)
Gastos de Personal	(267.890.084)
Otros ingresos (costos)	(440.908.634)
Ingresos financieros	101.529.456
Gastos financieros	(615.333.911)
Diferencias en Cambio	(12.464.296)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	195.946.493
Resultado de otras inversiones	43.021.336
Resultados en venta y disposición de activos	(2.883.726)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (237.737.440)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(237.737.440)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 1.109.062.067</b>
Gasto por impuesto de renta	(496.134.167)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 612.927.900</b>

Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 8.444.317.134	\$ 8.783.402.549	\$ (301.009.970)	\$ 16.926.709.713
(700.592.820)	(235.345.462)	935.938.282	-
<b>\$ 7.743.724.314</b>	<b>\$ 8.548.057.087</b>	<b>\$ 634.928.312</b>	<b>\$ 16.926.709.713</b>
(4.885.895.443)	(5.061.031.690)	231.442.388	(9.715.484.745)
(512.045.998)	(616.325.971)	-	(1.128.371.969)
(267.890.084)	(309.571.183)	-	(577.461.267)
(440.908.634)	(205.984.674)	69.567.582	(577.325.726)
101.529.456	138.295.605	(41.456.060)	198.369.001
(615.333.911)	(634.357.112)	41.456.060	(1.208.234.963)
(12.464.296)	(6.851.309)	-	(19.315.605)
195.946.493	(9.830.356)	(195.318.045)	(9.201.908)
43.021.336	-	(43.021.336)	-
(2.883.726)	(14.609.115)	-	(17.492.841)
<b>\$ (237.737.440)</b>	<b>\$ (64.429.428)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (302.166.868)</b>
(237.737.440)	(64.429.428)	-	(302.166.868)
<b>\$ 1.109.062.067</b>	<b>\$ 1.763.361.854</b>	<b>\$ 697.598.901</b>	<b>\$ 3.570.022.822</b>
(496.134.167)	(713.544.632)	-	(1.209.678.799)
<b>\$ 612.927.900</b>	<b>\$ 1.049.817.222</b>	<b>\$ 697.598.901</b>	<b>\$ 2.360.344.023</b>

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

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2025	Segmentos al 31 de diciembre de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.447.302.060	\$ 8.235.387.009	\$ -	\$ 25.682.689.069
Activos Intangibles	846.590.827	288.927.650	-	1.135.518.477
Cuentas por cobrar	1.800.625.339	1.280.652.917	(993.632.355)	2.087.645.901
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.263.637.643	19.965.812	(4.277.812.260)	5.791.195
Otros Activos	1.250.895.711	1.428.197.134	-	2.679.092.845
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 25.609.051.580</b>	<b>\$ 11.253.130.522</b>	<b>\$ (5.271.444.615)</b>	<b>\$ 31.590.737.487</b>
Pasivos financieros	5.475.887.068	4.558.888.776	-	10.034.775.844
Cuentas por pagar	2.755.000.778	1.194.154.974	(993.632.355)	2.955.523.397
Provisiones	1.160.746.541	67.273.564	-	1.228.020.105
Otros Pasivos	1.095.077.384	754.650.715	-	1.849.728.099
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 10.486.711.771</b>	<b>\$ 6.574.968.029</b>	<b>\$ (993.632.355)</b>	<b>\$ 16.068.047.445</b>

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
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 27.199.197.671</b>	<b>\$ 9.858.900.927</b>	<b>\$ (6.162.553.294)</b>	<b>\$ 30.895.545.304</b>
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
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 10.363.862.117</b>	<b>\$ 6.536.583.646</b>	<b>\$ (1.245.892.900)</b>	<b>\$ 15.654.552.863</b>

Resultados por segmentos para el periodo enero - diciembre de 2025	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 14.594.523.777	\$ 101.164.679	\$ 961.337.508	\$ 568.105.965	\$ (327.804.052)	\$ 15.897.327.877
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(981.749.532)	-	-	-	981.749.532	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 13.612.774.245</b>	<b>\$ 101.164.679</b>	<b>\$ 961.337.508</b>	<b>\$ 568.105.965</b>	<b>\$ 653.945.480</b>	<b>\$ 15.897.327.877</b>
Aprovisionamientos y servicios	(6.901.323.170)	(927.102)	(275.822.421)	(314.608.280)	259.865.653	(7.232.815.320)
Depreciación y amortización	(942.825.003)	(30.622.173)	(116.886.182)	(56.343.442)	-	(1.146.676.800)
Gastos de Personal	(608.970.681)	(9.244.157)	(24.245.852)	(20.759.949)	-	(663.220.639)
Otros ingresos (costos)	(594.549.119)	(29.684.328)	(70.101.327)	(66.181.560)	67.938.399	(692.577.935)
Ingresos financieros	139.786.091	19.500.917	41.924.912	6.422.820	(40.104.609)	167.530.131
Gastos financieros	(1.351.304.882)	(24.240.029)	(56.704.036)	(5.614.358)	40.104.609	(1.397.758.696)
Diferencias en Cambio	11.056.356	(11.928.385)	(2.029.130)	(710.463)	-	(3.611.622)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	230.987.463	-	-	-	(235.937.146)	(4.949.683)
Resultado de otras inversiones	-	-	105.662.072	328.323	(105.990.395)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(40.497.837)	(6.691)	259.432	(83.661)	-	(40.328.757)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (55.302.209)</b>	<b>\$ (10.810.596)</b>	<b>\$ 485.882</b>	<b>\$ (10.989.651)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (76.616.574)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(55.302.209)	(10.810.596)	485.882	(10.989.651)	-	(76.616.574)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 3.499.831.254</b>	<b>\$ 3.202.135</b>	<b>\$ 563.880.858</b>	<b>\$ 99.565.744</b>	<b>\$ 639.821.991</b>	<b>\$ 4.806.301.982</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.448.072.898)	(3.026.695)	(150.776.668)	(20.595.218)	-	(1.622.471.479)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 2.051.758.356</b>	<b>\$ 175.440</b>	<b>\$ 413.104.190</b>	<b>\$ 78.970.526</b>	<b>\$ 639.821.991</b>	<b>\$ 3.183.800.503</b>

Resultados por segmentos para el periodo enero - diciembre de 2024	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 15.588.929.262	\$ 103.695.145	\$ 1.021.156.033	\$ 513.939.243	\$ (301.009.970)	\$ 16.926.709.713
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(935.938.282)	-	-	-	935.938.282	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 14.652.990.980</b>	<b>\$ 103.695.145</b>	<b>\$ 1.021.156.033</b>	<b>\$ 513.939.243</b>	<b>\$ 634.928.312</b>	<b>\$ 16.926.709.713</b>
Aprovisionamientos y servicios	(9.230.741.014)	(357.631)	(439.283.965)	(276.544.523)	231.442.388	(9.715.484.745)
Depreciación y amortización	(927.460.527)	(30.249.623)	(116.385.662)	(54.276.157)	-	(1.128.371.969)
Gastos de Personal	(521.254.707)	(10.236.402)	(25.393.635)	(20.576.523)	-	(577.461.267)
Otros ingresos (costos)	(489.097.208)	(30.576.296)	(63.475.842)	(63.743.962)	69.567.582	(577.325.726)
Ingresos financieros	180.807.924	15.281.407	37.153.679	6.582.051	(41.456.060)	198.369.001
Gastos financieros	(1.146.376.795)	(31.551.255)	(68.395.098)	(3.367.875)	41.456.060	(1.208.234.963)
Diferencias en Cambio	(23.904.518)	3.991.300	937.619	(340.006)	-	(19.315.605)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	186.116.137	-	-	-	(195.318.045)	(9.201.908)
Resultado de otras inversiones	-	-	42.695.177	326.159	(43.021.336)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(16.744.455)	(411.563)	-	(336.823)	-	(17.492.841)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (273.630.272)</b>	<b>\$ (47.239)</b>	<b>\$ 118.902</b>	<b>\$ (28.608.259)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (302.166.868)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(273.630.272)	(47.239)	118.902	(28.608.259)	-	(302.166.868)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.390.705.545</b>	<b>\$ 19.537.843</b>	<b>\$ 389.127.208</b>	<b>\$ 73.053.325</b>	<b>\$ 697.598.901</b>	<b>\$ 3.570.022.822</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.075.366.539)	(3.798.402)	(111.315.066)	(19.198.792)	-	(1.209.678.799)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 1.315.339.006</b>	<b>\$ 15.739.441</b>	<b>\$ 277.812.142</b>	<b>\$ 53.854.533</b>	<b>\$ 697.598.901</b>	<b>\$ 2.360.344.023</b>

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

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 22.699.867.935	\$ 106.539.870	\$ 1.628.758.627	\$ 1.247.522.637	\$ -	\$ 25.682.689.069
Activos Intangibles	560.907.402	117.863.652	421.642.987	35.104.436	-	1.135.518.477
Cuentas por cobrar	1.918.559.957	212.547.450	625.484.577	324.686.272	(993.632.355)	2.087.645.901
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.945.239.013	644.250.860	694.035.915	77.667	(4.277.812.260)	5.791.195
Otros Activos	1.755.940.041	186.701.139	570.138.349	166.313.316	-	2.679.092.845
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 29.880.514.348</b>	<b>\$ 1.267.902.971</b>	<b>\$ 3.940.060.455</b>	<b>\$ 1.773.704.328</b>	<b>\$ (5.271.444.615)</b>	<b>\$ 31.590.737.487</b>
Pasivos financieros	9.971.394.371	3.248.989	28.186.157	31.946.327	-	10.034.775.844
Cuentas por pagar	2.535.462.658	487.840.011	727.150.762	198.702.321	(993.632.355)	2.955.523.397
Provisiones	1.216.184.103	-	11.836.002	-	-	1.228.020.105
Otros Pasivos	1.547.684.685	28.422.075	267.300.056	6.321.283	-	1.849.728.099
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 15.270.725.817</b>	<b>\$ 519.511.075</b>	<b>\$ 1.034.472.977</b>	<b>\$ 236.969.931</b>	<b>\$ (993.632.355)</b>	<b>\$ 16.068.047.445</b>

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)	2.255.294.668
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
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 28.699.499.402</b>	<b>\$ 1.511.201.900</b>	<b>\$ 4.662.172.279</b>	<b>\$ 2.185.225.017</b>	<b>\$ (6.162.553.294)</b>	<b>\$ 30.895.545.304</b>
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
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 14.484.232.937</b>	<b>\$ 633.111.703</b>	<b>\$ 1.471.499.404</b>	<b>\$ 311.601.719</b>	<b>\$ (1.245.892.900)</b>	<b>\$ 15.654.552.863</b>

## 45. Temas relevantes

### Constitución y venta de la 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.

El 07 de julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi, ubicado en el departamento de La Guajira. Esta venta se concretó a través de la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, previa aprobación de su Junta Directiva en sesión de diciembre de 2024 y del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo autorizaciones regulatorias y de competencia.

### Fusiones Panamá

El 15 de abril de 2025, quedó 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).

### Fusiones Guatemala

El 3 de abril de 2025 quedó 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

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

Montecristo, S.A., fueron absorbidos por Generadora de Occidente, S.A., conservando esta última su personería jurídica.

**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 reconvenición en contra de 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 otras por \$1.041.000.

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. 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.

**Venta inversión Colombia ZE S.A.S.**

El 28 de mayo de 2025, se cumplieron las condiciones necesarias para el cierre de la operación del contrato de compraventa suscrito con ZEMOBILITY Colombia Holdings S.A.S., mediante el cual enajenó el 20% de las acciones suscritas y en circulación que poseía Enel Colombia S.A. E.S.P. en la sociedad Colombia ZE S.A.S., completando así la venta total de su participación accionaria en dicha compañía.

**Contrato de Crédito European Investment Bank (EIB)**

El 20 de junio de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. suscribió un contrato de crédito con el European Investment Bank (EIB) por un monto de hasta USD 200 millones, equivalentes en pesos colombianos (COP). Este crédito cuenta con una garantía parcial otorgada por SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado en un periodo de hasta 24 meses a partir de la fecha de firma del contrato. Los recursos obtenidos serán destinados a financiar la construcción de los parques solares Guayepo III y Atlántico. El contrato contempla los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiamiento, los cuales podrían dar lugar a la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato no contempla mecanismos de repetición frente a terceros.

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

El crédito tiene un plazo de 10 años, con pago de intereses semestral y un esquema de amortización que contempla pagos equivalentes al 2,5% del monto desembolsado entre los años 1 y 8, y el 40% durante los años 9 y 10. Los recursos obtenidos se destinarán a financiar la construcción de los Parques Solares Guayepo III y Atlántico.

**Línea de crédito sostenible BBVA**

El 11 de septiembre de 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P., recibió el desembolso de un crédito suscrito con BBVA Colombia S.A. bajo línea de crédito sostenible, por un monto de COP \$130.000 millones de pesos, a un plazo de 5 años, con pago de intereses trimestral y amortización en un único pago al vencimiento.

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

Los recursos provenientes de este crédito serán destinados a financiar parcialmente la construcción de los Parques Solares Guayepo III y Atlántico.

**Cambio de gerente línea de negocio Retail Enel Colombia y Centroamérica**

El 24 de septiembre de 2025, la Junta Directiva, en uso de sus facultades estatutarias, designó como Cuarto Suplente del Gerente General al señor Diego Mauricio Muñoz Hoyos. Así mismo, el Grupo eligió al Señor Muñoz Hoyos como Gerente de Retail para Colombia y Centroamérica.

**Liquidación Enel X Way Colombia S.A.S.**

El 26 de septiembre de 2025, la Asamblea General de Accionistas de Enel X Way Colombia S.A.S, aprobó la disolución y liquidación voluntaria definitiva de la sociedad, cuyo objeto social consistía en la realización de actividades relacionadas con la compra, venta, adquisición, importación, exportación, desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de infraestructura de recarga eléctrica. Esta decisión consta en el Acta No. 08 del 26 de septiembre de 2025 debidamente inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá.

El 08 de octubre de 2025, quedó inscrita el Acta No. 08 del 26 de septiembre de 2025 ante la Cámara de Comercio de Bogotá, en consecuencia y conforme a estos registros, la sociedad se encuentra liquidada.

**Provisión apagón nacional República de Panamá**

El 15 de marzo de 2025, se produjo un apagón que afectó la República de Panamá y tuvo repercusiones en Centroamérica. Por lo anterior Enel Fortuna S.A. ha recibido solicitudes de información del Centro Nacional de Despacho y la Comisión Regional de interconexión Eléctrica, cuestionando porque la unidad 3 de la compañía, no recibió el mensaje de disparo enviado por motivo del esquema de desconexión nacional.

De acuerdo con lo anterior todos los agentes involucrados en el evento, incluida Enel Fortuna S.A., están sujetos a una investigación por lo que, una vez realizada la investigación, el ente regulador podría iniciar un procedimiento disciplinario.

**Levantamiento Medidas Cautelares PH Chucas S.A.**

El 03 de octubre de 2025 se dio a conocer el levantamiento de la medida cautelar interpuesta por PH Chucas S.A. contra por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), permitiendo al ICE el cobro de la multa del primer tracto por US 2.182.077,72 reteniéndola de manera total en la próxima factura emitida por el ICE.

Este pago será realizado bajo protesta de PH Chucas S.A., por lo que se reserva sus derechos a impugnar posteriormente los cobros o retenciones realizadas.

**Obligaciones para financiar construcción de parque solares**

El 26 de noviembre de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P., recibió desembolso de tres créditos por un monto total de \$1.2 billones de pesos. El destino de los créditos adquiridos es la financiación parcial de la construcción de los parques solares Guayepo 3 y Atlántico.

**Actos colectivos de trabajo**

El 01 de diciembre de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P., firmó con el Sindicato de Trabajadores de Energía de Colombia - SINTRAELECOL - la nueva Convención Colectiva de Trabajo, la cual regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convencionados durante los próximos cuatro años. Esta Convención, entrará en vigor el 1 de enero de 2026 y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2029.

#### **46. Aprobación de estados financieros**

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2025 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No.90 del 24 de febrero de 2026 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No.565 del 25 de febrero de 2026, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

#### **47. Eventos Subsecuentes**

##### **Proceso Alumbrado UAESP**

En audiencia realizada el 05 de febrero de 2026, la Procuraduría concluyó que el acuerdo entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y la UAESP no contiene una obligación clara, expresa y exigible en la medida que el monto involucrado aún se encuentra sujeto a la aprobación del primer acuerdo conciliatorio, el cual revocó parcialmente la resolución 173 de 2025 y que actualmente se encuentra pendiente de control judicial.

El 11 de febrero Enel Colombia S.A. E.S.P., radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, contra las Resoluciones 237 y 463 de 2025. (Ver nota 39).

##### **Compraventa de acciones Cobasol**

El 11 de febrero de 2026 se firmó un contrato de compraventa de acciones en la cual Generadora de Occidente S.A. y Enel Colombia S.A. E.S.P., adquirieron las acciones de Cobasol S.A.

El contrato tiene la condición resolutoria relacionada con la adjudicación y suscripción del contrato Power Purchase Agreement (PPA).

El valor de la compraventa es de USD 3.7 millones y los pagos quedarán asociados a la firma del contrato PPA.

La composición accionaria es la siguiente:

- Generadora de Occidente S.A.: 2.166.074 acciones.
- Enel Colombia S.A. E.S.P.: 1 acción.

##### **Compra venta de acciones Generadora de Occidente S.A.**

El 11 de febrero de 2026 se firmó un contrato de compraventa de acciones en la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel Panamá CAM S.R.L., adquirieron la inversión en acciones que tiene Enel Guatemala, S.A. en Generadora de Occidente S.A. equivalente a 16,267 acciones por un valor de USD 20,659.40

La composición accionaria es la siguiente:

- Enel Colombia S.A. E.S.P.: 16.266 acciones.
- Enel Panamá CAM S.R.L.: 1 acción.

La Administración manifiesta que, entre el 31 de diciembre de 2025 y la fecha de aprobación de estos estados financieros, no tienen conocimiento de otros eventos posteriores que tengan un impacto material sobre la situación financiera o los resultados del Grupo por el año terminado en esa fecha.