

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

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

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 del 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

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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

Informe sobre la auditoría de los estados financieros

Opinión

He auditado los estados financieros separados de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), los cuales comprenden el estado separado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025 y los estados separados 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 separados que se mencionan, preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera separada de la Compañía al 31 de diciembre de 2025, los resultados separados de sus operaciones y sus flujos separados 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 separados" de mi informe. Soy independiente con respecto a la Compañía, 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 separados 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 separados 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 de la Compañía en relación con los estados financieros separados

La administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros separados 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 separados 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 separados, la administración es responsable por la evaluación de la habilidad de la Compañía para continuar como un negocio en marcha, de revelar, según sea aplicable, asuntos relacionados con la continuidad de la misma y de usar la base contable de negocio en marcha a menos que la administración pretenda liquidar la Compañía 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 de la Compañía.

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

Mis objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros separados 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 separados.

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 separados, 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 de la Compañía 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 separados 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 la Compañía deje de operar como un negocio en marcha.
- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros separados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros separados 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 del Grupo. 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 de la Compañía, 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.

Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2025:

- a) La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b) Las operaciones registradas en los libros se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas.
- c) La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d) Existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores, el cual incluye la constancia por parte de la administración sobre la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.
- e) La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al sistema de seguridad social integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al sistema de seguridad social integral.

Para dar cumplimiento a lo requerido en los artículos 1.2.1.2. y 1.2.1.5. del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, en desarrollo de las responsabilidades del Revisor Fiscal contenidas en los numerales 1° y 3° del artículo 209 del Código de Comercio, relacionadas con la evaluación de si los actos de los administradores de la Compañía se ajustan a los estatutos y a las órdenes o instrucciones de la Asamblea de Accionistas y si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, emití un informe separado de fecha 25 de febrero de 2026.



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



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

Teléfono: +57 (601) 618 8000
+57 (601) 618 8100

www.kpmg.com/co

INFORME INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE LOS NUMERALES 1º Y 3º DEL ARTÍCULO 209 DEL CÓDIGO DE COMERCIO

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

Descripción del Asunto Principal

Como parte de mis funciones como Revisor Fiscal y en cumplimiento de los artículos 1.2.1.2 y 1.2.1.5 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificados por los artículos 4 y 5 del Decreto 2496 de 2015, respectivamente, debo reportar sobre el cumplimiento de los numerales 1º y 3º del artículo 209 del Código de Comercio, detallados como sigue, por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P., en adelante “la Compañía”, al 31 de diciembre de 2025, en la forma de una conclusión de seguridad razonable independiente, acerca de que los actos de los administradores han dado cumplimiento a las disposiciones estatutarias y de la Asamblea de Accionistas y que existen adecuadas medidas de control interno, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con los criterios indicados en el párrafo denominado “Criterios” de este informe:

1º) Si los actos de los administradores de la Compañía se ajustan a los estatutos y a las órdenes o instrucciones de la Asamblea de Accionistas, y

3º) Si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder.

Responsabilidad de la administración

La administración de la Compañía es responsable por el cumplimiento de los estatutos y de las decisiones de la Asamblea de Accionistas y por diseñar, implementar y mantener medidas adecuadas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Responsabilidad del revisor fiscal

Mi responsabilidad consiste en examinar si los actos de los administradores de la Compañía se ajustan a los estatutos y a las órdenes o instrucciones de la Asamblea de Accionistas, y si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder y reportar al respecto en la forma de una conclusión de seguridad razonable independiente basado en la evidencia obtenida. Efectué mis procedimientos de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos para Atestiguar 3000 (Revisada) aceptada en Colombia (International Standard on Assurance Engagements – ISAE

KPMG Confidencial

3000, por sus siglas en inglés, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento - International Auditing and Assurance Standard Board – IAASB, por sus siglas en inglés y traducida al español en 2018). Tal norma requiere que planifique y efectúe los procedimientos que considere necesarios para obtener una seguridad razonable acerca de si los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y sobre si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia, en todos los aspectos materiales.

La Firma de contadores a la cual pertenezco y que me designó como revisor fiscal de la Compañía, aplica el Estándar Internacional de Control de Calidad No. 1 y, en consecuencia, mantiene un sistema completo de control de calidad que incluye políticas y procedimientos documentados sobre el cumplimiento de los requisitos éticos, las normas profesionales legales y reglamentarias aplicables.

He cumplido con los requerimientos de independencia y ética del Código de Ética para Contadores Profesionales emitido por la Junta de Normas Internacionales de Ética para Contadores – IESBA, por sus siglas en inglés, que se basa en principios fundamentales de integridad, objetividad, competencia profesional y debido cuidado, confidencialidad y comportamiento profesional.

Los procedimientos seleccionados dependen de mi juicio profesional, incluyendo la evaluación del riesgo de que los actos de los administradores no se ajusten a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y que las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder no estén adecuadamente diseñadas e implementadas de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Este trabajo de aseguramiento razonable incluye la obtención de evidencia al 31 de diciembre de 2025. Los procedimientos incluyen:

- Obtención de una representación escrita de la administración sobre si los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y sobre si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

- Lectura y verificación del cumplimiento de los estatutos de la Compañía.
- Obtención de una certificación de la administración sobre las reuniones de la Asamblea de Accionistas, documentadas en las actas.
- Lectura de las actas de la Asamblea de Accionistas y los estatutos y verificación de si los actos de los administradores se ajustan a los mismos.
- Indagaciones con la Administración sobre cambios o proyectos de modificación a los estatutos de la Compañía durante el período cubierto y validación de su implementación.
- Evaluación de si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia, lo cual incluye:
 - Pruebas de diseño, implementación y efectividad sobre los controles relevantes de los componentes de control interno sobre el reporte financiero, que incluye lo requerido en la Circular Externa 012 de 2022, inmersa en el Capítulo I, Título V de la Parte III de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia y los elementos establecidos por la Compañía, tales como: entorno de control, proceso de valoración de riesgo por la entidad, los sistemas de información, actividades de control y seguimiento a los controles.
 - Evaluación del diseño, implementación y efectividad de los controles relevantes, manuales y automáticos, de los procesos clave del negocio relacionados con las cuentas significativas de los estados financieros.

Limitaciones inherentes

Debido a las limitaciones inherentes a cualquier estructura de control interno, es posible que existan controles efectivos a la fecha de mi examen que cambien esa condición en futuros períodos, debido a que mi informe se basa en pruebas selectivas y porque la evaluación del control interno tiene riesgo de volverse inadecuada por cambios en las condiciones o porque el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos puede deteriorarse. Por otra parte, las limitaciones inherentes al control interno incluyen el error humano, fallas por colusión de dos o más personas o inapropiado sobrepaso de los controles por parte de la administración.

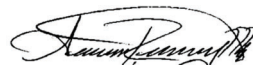
Criterios

Los criterios considerados para la evaluación de los asuntos mencionados en el párrafo Descripción del Asunto Principal comprenden: a) los estatutos sociales y las actas de la Asamblea de Accionistas y, b) los componentes del control interno implementados por la Compañía, tales como el ambiente de control, los procedimientos de evaluación de riesgos, sus sistemas de información y comunicaciones y el monitoreo de los controles por parte de la administración y de los encargados del gobierno corporativo, los cuales están basados en lo establecido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Conclusión

Mi conclusión se fundamenta en la evidencia obtenida sobre los asuntos descritos, y está sujeta a las limitaciones inherentes planteadas en este informe. Considero que la evidencia obtenida proporciona una base de aseguramiento razonable para fundamentar la conclusión que expreso a continuación:

En mi opinión, los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros que estén en su poder, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con lo requerido en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO, por sus siglas en inglés) y la Parte III, Título V, Capítulo I de la Circular Básica Jurídica de la Superintendencia Financiera de Colombia.



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

25 de febrero de 2026

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Separado 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
ACTIVO			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 785.557.794	\$ 897.063.334
Otros activos financieros	5	110.990.980	78.209.882
Otros activos no financieros	6	105.515.431	67.696.037
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.695.832.186	1.960.126.018
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	25.930.895	22.390.355
Inventarios, neto	9	397.067.844	438.197.150
Activos mantenidos para la venta	10	10.046.244	223.732.802
Activos por impuestos de renta	11	-	145.591.968
Total activo corriente		3.130.941.374	3.833.007.546
<i>Activo no corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	45.575	18.878.530
Otros activos no financieros	6	228.677.378	232.516.977
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	183.597.004	51.293.534
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	2.100.000	-
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	3.046.896.399	3.503.505.035
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	556.986.911	633.393.512
Propiedades, planta y equipo, neto	14	22.698.169.298	20.396.355.106
Total activo no corriente		26.716.472.565	24.835.942.694
Total activo		\$ 29.847.413.939	\$ 28.668.950.240
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	15	1.442.808.919	2.036.538.538
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	16	2.167.552.598	1.984.237.157
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	98.496.192	146.617.519
Otras provisiones	17	342.434.551	235.666.326
Pasivos por impuestos	18	122.394.389	-
Otros pasivos no financieros	19	360.304.148	308.931.430
Provisiones por beneficios a los empleados	20	154.169.288	118.895.068
Total pasivo corriente		4.688.160.085	4.830.886.038
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	15	8.528.482.550	8.047.569.145
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16	251.755.096	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	-	21.087.548
Otras provisiones	17	873.749.553	731.652.951
Provisiones por beneficios a los empleados	20	294.109.823	351.309.144
Pasivo por impuestos diferidos	21	615.157.306	481.467.419
Total pasivo no corriente		10.563.254.328	9.633.086.207
Total pasivo		\$ 15.251.414.413	\$ 14.463.972.245

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Separado 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
Patrimonio			
Capital emitido	22	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.747.392.308	1.783.197.947
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(100.852.291)	475.585.340
Utilidad del periodo		3.030.007.352	2.251.936.168
Utilidades retenidas		963.382.689	738.189.072
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NIIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		6.738.666.068	5.735.401.267
Total patrimonio		14.595.999.526	14.204.977.995
Total pasivo y patrimonio		\$ 29.847.413.939	\$ 28.668.950.240


Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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



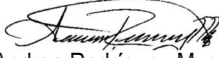
Signed by
 FRANCESCO
 BERTOLI

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.
Estado Separado 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)

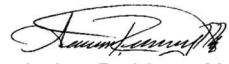
	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre 2024
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 14.460.422.627	\$ 15.465.944.565
Otros ingresos de operación	23	156.754.541	128.271.844
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		14.617.177.168	15.594.216.409
Aprovisionamientos y servicios	24	(6.780.860.277)	(9.113.556.062)
Margen de contribución		7.836.316.891	6.480.660.347
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	13 y 14	185.569.823	169.954.557
Gastos de personal	25	(605.239.680)	(517.633.722)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(933.741.498)	(785.563.924)
Resultado bruto de operación		6.482.905.536	5.347.417.258
Depreciaciones y amortizaciones	27	(942.094.189)	(926.807.906)
Pérdidas por deterioro	28	(55.210.318)	(273.640.184)
Resultado de operación		5.485.601.029	4.146.969.168
Ingresos financieros	29	139.185.237	180.495.289
Gastos financieros	29	(1.350.452.131)	(1.145.518.673)
Diferencia en cambio, neto	29	11.102.848	(23.882.822)
Resultado financiero, neto		(1.200.164.046)	(988.906.206)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	30	230.987.463	186.116.137
Resultados en venta y disposición de activos, neto	31	(40.482.563)	(16.744.455)
Resultados antes de impuestos		4.475.941.883	3.327.434.644
Gasto por impuesto a las ganancias	32	(1.445.934.531)	(1.075.498.476)
Utilidad del periodo		\$ 3.030.007.352	\$ 2.251.936.168
Ganancia por acción básica y diluida	33	20,347	15,122
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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


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.
Estado Separado 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	2024
Resultado del ejercicio	\$ 3.030.007.352	\$ 2.251.936.168
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(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
Conversión método de participación	(520.791.998)	462.455.103
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	(494.406.189)	617.409.223
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo	(118.031.989)	107.031.002
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	(118.031.989)	107.031.002
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
(Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(3.744.769)	(56.098.554)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(3.744.769)	(56.098.554)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	39.745.316	(37.460.852)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	39.745.316	(37.460.852)
Total otro resultado integral	(576.437.631)	630.880.819
Resultado integral total	\$ 2.453.569.721	\$ 2.882.816.987

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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



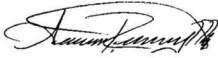
Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
 Representante Legal



Signed by Luz
 Dary Sarmiento
 Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 65450-T



Signed by
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)



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.
Estado Separado de Cambios en el Patrimonio
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

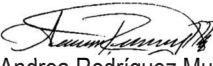
	Reservas									Otro resultado Integral					
	Capital emitido	Costos de capital	Prima de emisión	Prima por fusión	Reserva legal	Reserva estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Método de participación subsidiarias	Total otro resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio
Patrimonio Inicial al 01-01-2024	\$ 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)	\$ 5.221.924.168	\$ 13.129.057.432
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.251.936.168	2.251.936.168
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	-	630.880.819
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	2.251.936.168	2.882.816.987
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)
Total incremento en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	513.477.099	1.075.920.563
Patrimonio final al 31-12-2024	\$ 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	\$ 5.735.401.267	\$ 14.204.977.995
Patrimonio inicial al 01-01-2025	\$ 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	\$ 5.735.401.267	\$ 14.204.977.995
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.030.007.352	3.030.007.352
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	-	(576.437.631)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	3.030.007.352	2.453.569.721
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	-	-	-	-	(2.026.742.551)	(2.062.548.190)
Total incremento en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	(78.403.398)	22.757.765	(520.791.998)	(576.437.631)	1.003.264.801	391.021.531
Patrimonio final al 31-12-2025	\$ 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	\$ (17.935.506)	\$ (74.384.943)	\$ (8.531.842)	\$ (100.852.291)	\$ 6.738.666.068	\$ 14.595.999.526

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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


 Signed by
FRANCESCO BERTOLI
 Francesco Bertoli
 Representante Legal


 Signed by Luz
Dary Sarmiento Quintero
 Luz Dary Sarmiento Quintero
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 65450-T



 Signed by
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 Colombia S.A. E.S.P.
Estado Separado de Flujos 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		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 14.662.372.913	\$ 14.501.301.335
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	251.922.082	201.915.997
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	14.810.532	16.892.757
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	2.668.187.887	2.552.901.609
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(7.993.788.875)	(8.536.291.352)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(425.596.955)	(570.968.626)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(124.806.953)	(82.558.433)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(2.187.899.699)	(2.781.171.025)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	6.865.200.932	5.302.022.262
Impuestos a las ganancias pagados	(921.518.651)	(1.499.494.807)
Otras salidas de efectivo	(205.376.456)	(184.137.411)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	5.738.305.825	3.618.390.044
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otro negocio	23.899.720	-
Préstamos a entidades relacionadas	-	(2.100.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	59.615.550	24.035.369
Compras de propiedades, planta y equipo e intangibles	(2.835.211.368)	(2.250.429.517)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(79.941.125)	(46.064.895)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	13.671.630	41.472.983
Dividendos recibidos	131.950.200	165.641.293
Intereses recibidos actividades inversión	56.052.989	57.191.690
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(2.629.962.404)	(2.010.253.077)
Flujos de efectivo procedentes de (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	(2.062.529.142)	(1.806.873.847)
Intereses pagados financiación	(961.620.604)	(1.067.496.564)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(28.268.187)	(27.508.948)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(47.314.536)	(41.018.082)
Otras entradas de efectivo financiación	28.622.349	25.384.679
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(3.219.848.961)	(2.148.774.804)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(111.505.540)	(540.637.837)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	897.063.334	1.437.701.171
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 785.557.794	\$ 897.063.334

Las notas son parte integral de los estados financieros separados.

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


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.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Índice

1.	Información general	9
2.	Bases de presentación	21
3.	Políticas contables	28
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	52
5.	Otros activos financieros	53
6.	Otros activos no financieros	56
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	57
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	61
9.	Inventarios, neto	68
10.	Activos mantenidos para la venta	70
11.	Activos por impuesto sobre la renta	70
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	71
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	76
14.	Propiedades, planta y equipo, neto	79
15.	Otros pasivos financieros	84
16.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	96
17.	Provisiones	98
18.	Pasivos por impuestos	109
19.	Otros pasivos no financieros	111
20.	Provisiones por beneficios a los empleados	111
21.	Impuestos diferidos, neto	118
22.	Patrimonio	119
23.	Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	120
24.	Aprovisionamientos y servicios	124
25.	Gastos de personal	126
26.	Otros gastos fijos, por naturaleza	127
27.	Gastos por depreciación y amortización	128
28.	Pérdidas por deterioro	129
29.	Resultado financiero	129
30.	Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación	132
31.	Resultado en venta de activos, neto	133
32.	Gasto por impuesto a las ganancias	134
33.	Utilidad por acción	135
34.	Resultado integral	136
35.	Activos y pasivos en moneda extranjera	137
36.	Sanciones	137
37.	Pólizas de seguro	144
38.	Contingencias	144
39.	Gestión de riesgos	157
40.	Mercado de derivados energéticos	161
41.	Información sobre valores razonables	162
42.	Categorías de activos y pasivos financieros	163
43.	Segmentos de operación	164
44.	Temas Relevantes	166
45.	Aprobación de Estados Financieros	168
46.	Eventos Subsecuentes	168

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

1. Información general

1.1 Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante “la Compañía”) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por las Leyes 142 y 143 de 1994.

La Compañía 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, con aporte de los activos de generación de la Compañía Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,49% de las acciones (ordinarias).

La Compañía es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13 – 45 Piso 1°, Bogotá D.C. su término de duración es indefinido.

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante documento privado del 2 de enero de 2024, inscrito el 29 de enero de 2024 bajo el No. 03059531 del libro IX, en el que 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., EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. en liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. y Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. (Subordinadas).

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas, así como ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Adicionalmente la sociedad como parte de su objeto social podrá: Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica de cualquier tecnología tales como, pero sin limitarse a, hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica, realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte pético; así como, el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. De igual manera la Compañía podrá adquirir, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos en Colombia o en el exterior; vender o prestar bienes y/o servicios a otros agentes económicos dentro o fuera del país, relacionados con los servicios públicos. Participar en cualquier forma consorcial y/o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o complementarias con su objeto social; promover y fundar establecimientos de comercio o agencias en Colombia y en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos,

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros, tales como, pero sin limitarse a, contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, así como todo tipo de contratos con entidades bancarias y/o financieras y en general celebrar y ejecutar actos y contratos de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; participar en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; vender cualquier producto o sub producto derivado de la operación de plantas de generación diferente de la energía eléctrica, así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias y terceros, dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros; realizar actividades de apoyo a Operadores de Servicios Postales debidamente habilitados y registrados por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en beneficio de sus clientes y de terceros; desarrollar líneas de negocio tales como: (i) gestión integral del servicio de alumbrado público; (ii) eficiencias energéticas, lo cual incluye, iluminación especial, desarrollo de ciudades y edificios inteligentes y sostenibles, domótica, sustitución de tecnología; (iii) movilidad eléctrica masiva, pública o privada; (iv) prestación de servicios de asesorías, interventoría, consultoría, estudios, análisis de información, procesamiento de datos de cualquier tipo; (v) comercialización de toda clase de productos propios y/o de terceros, tales como pero sin limitarse a seguros, suscripciones, servicios de mantenimiento de instalaciones y equipos; servicios de asistencia integrales tales como, médica, funeraria, al hogar y mascotas. En desarrollo de todas estas líneas de negocio, la sociedad podrá, financiar, proveer, administrar, operar, implementar y supervisar proyectos, ejecutar obras, entregar a cualquier título bienes y servicios, comercializar, mantener y en general desarrollar cualquier actividad que esté involucrada en la cadena de producción de dichos bienes o servicios, lo anterior en beneficio de sus clientes y de terceros, dentro o fuera del país; adelantar las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidades en la zona de influencia de sus proyectos. Cualquiera de las actividades previstas en este objeto social, las podrá realizar la Compañía: (i) directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social, en especial, pero sin limitarse a, entidades financieras que presten servicios de banca tradicional y/o digital, otras empresas de servicios públicos, previa autorización de la Junta Directiva con independencia del monto de la inversión, o (ii) a través de cualquier tipo de contrato de colaboración empresarial, todo lo anterior dentro o fuera del país.

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]*
Guavio	Hidráulica	1.250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paraíso	Hidráulica	276
Dario Valencia	Hidráulica	150
Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Nota: Actualmente se encuentra en pruebas el parque solar Guayepo III y en construcción el proyecto solar Atlántico.

1.2 Comercialización de Gas

Las ventas de gas realizadas entre enero y diciembre de 2025 fueron de 41.4 Mm3, manteniendo la presencia en 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 la Compañía 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

La Compañía 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 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación 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.

En 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 los 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 finalizó el proceso de liquidación de la Compañía de Financiamiento y la devolución de los recursos a los accionistas.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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, tanto a nivel nacional como local.

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que aportan al cumplimiento de los objetivos de la Compañía 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 la Compañía se encuentra afiliada, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

En enero la CREG emitió la Resolución 501 110 de 2024 mediante la cual resuelve el recurso de reposición presentado por Enel Colombia a la Resolución CREG 501 143 de 2024, dando lugar a 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.

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 (GEE). 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 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 prorrogas 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 desempate 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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, 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, 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 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 Gases de Efecto (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 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

de Gestión Integral del Cambio Climático del departamento de Cundinamarca 2023-2050, y se dictan otras disposiciones". Esto con la finalidad de articular las estrategias de manera permanente con el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) para la implementación y seguimiento de la política pública a través de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) y a nivel territorial bajo las orientaciones del Nodo Regional Centro Oriente Andino.

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

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

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

Por su parte, El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como Ley el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), el Artículo 32. modifica el artículo 10 de la ley 388 de 1997, el cual modifica las determinantes de ordenamiento territorial y su orden de prevalencia, estableciendo en el Nivel 1, el de mayor importancia, las determinantes relacionadas con la conservación, la protección del ambiente y los ecosistemas, el ciclo del agua, los recursos naturales, la prevención de amenazas y riesgos de desastres, la gestión del cambio climático y la soberanía alimentaria.

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

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

Así mismo, como parte de los compromisos de Colombia ante la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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 reglamentan 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 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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).

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros separados 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 separados de propósito general incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

a. Principios contables

Los estados financieros separados de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 el 1271 de 2024. Las NCIF- Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

La Compañía aplica a los presentes estados financieros separados de propósito general las siguientes excepciones:

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

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

- **Decreto 2496 de diciembre de 2015 en el numeral 2 del artículo 11:**

Las participaciones en subsidiarias por parte de entidades controladoras deben reconocerse en los estados financieros separados de acuerdo con el método de participación (artículo 35 de la Ley 222), tal como se describe en la NIC 28.

La Compañía 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 la Compañía emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Los presentes estados financieros separados 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 separados de propósito general, 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.

La Compañía no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros separados de propósito general.

Estos estados financieros separados de propósito general fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales a las que está sujeta la Compañía como entidad legal independiente, algunos principios contables pueden diferir con relación a los aplicados en los estados financieros consolidados y, adicionalmente, no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarios para la presentación de la situación financiera consolidada y los resultados integrales consolidados de la Compañía y, sus subordinadas.

Por consiguiente, los estados financieros separados de propósito general deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de propósito general de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales.

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros separados de propósito general son los estados financieros principales.

2.2 Base contabilidad de causación

La Compañía prepara sus estados financieros separados de propósito general, usando la base de contabilidad de causación, excepto por la información de los flujos de efectivo.

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

La Compañía 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 periodo 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 periodos de presentación de informes anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2024 sin incluir los informes financieros intermedios.

La Compañía 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 periodos 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. Estas modificaciones:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- 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 periodos 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.
- 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 periodos 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 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 periodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2027 o después, y se permite la aplicación anticipada.

La Compañía 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.

La Compañía 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:

- a) reducción del umbral para revelar la incertidumbre de la información requerida por la NIC 1 Presentación de Estados Financieros
- b) ampliar los requisitos para el valor en uso cuando se prueba el deterioro del valor de los activos, y
- c) 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:

- a) NIIF S1. Requisitos generales para la divulgación de información financiera relacionada con la sustentabilidad, y
- b) NIIF S2. Información que 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

- (iii) 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 relevantes

En la preparación de los estados financieros separados de propósito general se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la gerencia de la Compañía, 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 3.1.13.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo. Ver Notas (3.1.7. y 3.1.8.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros. (Ver Nota 3.1.9. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros. Ver Nota 3.1.14.).
- 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 3.1.18.).
- 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 3.1.18.).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental de las centrales y nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar. (Ver Nota 3.1.8.).
- 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 (Ver Nota 3.1.12).
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

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

3. Políticas contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros separados de propósito general

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros separados 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 separado 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

La Compañía 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. Si son designados para:

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al “costo amortizado” solo si los siguientes criterios se cumplen: i) el objetivo del modelo de negocio de la Compañía 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, la Compañía 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 separado. 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.

La Compañía 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).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La Compañía 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. La Compañía 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 periodo.

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 periodo 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”.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(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".

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

A la fecha de los presentes estados financieros separados de propósito general la Compañía 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 la Compañía 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 separado durante el periodo 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 periodo 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 la Compañía 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 periodo 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 separado en el periodo 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados separado 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 periodo 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 periodo 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 la Compañía 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 la Compañía ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, la Compañía 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 separado dentro de “otras ganancias / (pérdidas) - neto” en el periodo 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 periodo 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, la Compañía 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.

La Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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) la Compañía 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 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 separados, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

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 periodo.

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 de la Compañía, 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 de la Compañía.

3.1.3 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

La Compañía clasifica como activos no 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

cierre del estado de situación financiera separado 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 separado 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, la Compañía 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 estado de otro resultado integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

A la fecha de los presentes estados financieros separados de propósito general, la Compañía no tiene actividades discontinuadas.

3.1.4 Inversiones en Subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por la Compañía, el control existe cuando se tiene el poder para dirigir las actividades relevantes de la subsidiaria, que generalmente son las actividades de operación y financiación con el propósito de obtener beneficios de sus actividades y está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de ésta.

Las inversiones en subsidiarias se registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación patrimonial (MPP) en los estados financieros separados de propósito general, de la Compañía según lo establecido en el Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado por los Decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Compañía conforme a su participación, se registran en el rubro "Resultado por otras inversiones". La medición del método de participación se evalúa teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

3.1.5 Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía 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 la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que la Compañía 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 separados de propósito general al costo a MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

3.1.6 Combinación de negocios

La Compañía en una combinación de negocios registra a valor razonable los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial, en la fecha de toma de control, 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 Compañía 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 periodo 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

Los costos de adquisición incurridos se imputan a gastos y se presentan dentro de los gastos de administración en el estado de resultados separado.

Adicionalmente, la política del Grupo Enel para combinaciones de negocio fuera del alcance de la NIIF 3 manifiesta:

“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 en 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”.

“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”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

Por práctica de la Compañía, en este tipo de transacciones se efectúa el reconocimiento prospectivo, no se realiza una reexpresión de las cifras de los estados financieros comparativos.

3.1.7 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. La Compañía evalúa en el reconocimiento inicial, si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el periodo 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

La Compañía sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera separado 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

Clase de Intangible	dic-25	dic-24
Derechos (*) y servidumbres	30	30
Costos de Desarrollo	7	7
Licencias	4	4
Programas informáticos	3	3

(*) Hacen referencia a los derechos que la Compañía 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.

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 separado y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.8 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 periodo 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. La Compañía 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 la Compañía 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. La Compañía 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 periodo de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 separado como costo del periodo en que se incurren.

La Compañía, 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 los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que la Compañía espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. La Compañía no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	dic-25	dic-24
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
Paneles y Misceláneos	27	27
Subestaciones	25	25
Red 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 por derecho de uso		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

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.
- 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 los Parques Solares en operación, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que la Compañía ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o parque. (Ver Nota 17).

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 separado y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.9 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 los segmentos de Distribución y Generación de la Compañía.

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 la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía 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.

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

La Compañía 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 la Compañía 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 Inglés PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Inglés 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 específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de la Compañía se

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 de la Compañía 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 la Compañía 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 de la Compañía, 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.

3.1.10 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.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 a ser arrendados se reflejan en el estado de situación financiera consolidado, de acuerdo con la naturaleza de los activos subyacentes.

3.1.11 Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros separados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Compañía, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera separado como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Compañía 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 separados, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, la Compañía 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, laborales y fiscales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros separados.

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 de la Compañía, 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 separados, pero se revelan de manera general en notas a los estados financieros separados, 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 de la Compañía. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros separados.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La Compañía se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.1.12 Impuestos

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

3.1.12.1 Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo comprende el impuesto sobre la renta y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. 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 periodo 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 periodo 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 temporal 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 la Compañía 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 separado, 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, 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 separado, 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.

3.1.12.2 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.

3.1.13 Beneficios a empleados

(a) Pensiones

La Compañía 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, la Compañía 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 separados, 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. La Compañía no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

La Compañía 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 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 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La Compañía 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 la Compañía 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 de la Compañía 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

La Compañía 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 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 anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

La Compañía 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.

3.1.14 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, la Compañía 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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

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

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

En el caso de 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.

3.1.15 Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros separados se expresan utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (pesos colombianos).

Los estados financieros separados son presentados en “pesos colombianos” que a la vez es la moneda funcional y de presentación de la Compañía. Sus 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.

3.1.16 Conversión de moneda extranjera

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

3.1.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

La Compañía presenta en su estado de situación financiera separado 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 de la Compañía o dentro de los siguientes 12 meses

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

después del periodo del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que la Compañía espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del periodo 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.

3.1.18 Reconocimiento de ingresos

La Compañía aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en las siguientes 5 etapas:

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 la Compañía aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

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 la Compañía 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 la Compañía los realiza.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma.
- La Compañía 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, la Compañía 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, la Compañía 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 la Compañía controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando la Compañía 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; la Compañía 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:

La Compañía 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 la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

3.1.19 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.

3.1.20 Reconocimiento de costos y gastos

La Compañía 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 periodo 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.

3.1.21 Capital social

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

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.

3.1.22 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 la Compañía es la siguiente:

El Código de Comercio exige a la Compañía, 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 distributable antes de la liquidación de la Compañía, 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

3.1.23 Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas de la Compañía 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.

3.1.24 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 de la Compañía 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 de la Compañía y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.1.25 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.

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con dos segmentos: Distribución y Generación, asociados al negocio de energía; sin embargo, la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos en bancos	\$ 622.606.873	\$ 750.262.289
Otro efectivo y equivalentes al efectivo, neto (*)	162.950.921	146.801.045
	\$ 785.557.794	\$ 897.063.334

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

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pesos colombianos	\$ 782.555.397	\$ 887.149.801
Dólares americanos	3.002.397	9.913.533
	\$ 785.557.794	\$ 897.063.334

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 \$3.757,08 y \$4.409,15 por US\$1, respectivamente.

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.

(*) 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 la Compañía junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos. El aumento de diciembre de 2025 versus diciembre de 2024 se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

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

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía 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 \$13.194 y \$16.082, respectivamente.

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 1 de enero de 2025	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo al 31 de diciembre de 2025
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	240.939.672	-	(75.582.723)	12.111.510	28.195.570	60.601.518	-	266.265.547
Instrumentos derivados	2.832.573	28.622.349	-	(44.218.529)	-	-	20.679.840	7.916.233
Total pasivos por actividades de financiación	\$ 10.084.107.683	\$ 2.649.266.349	\$ (3.806.586.168)	\$ (29.976.370)	\$ 993.198.617	\$ 60.601.518	\$ 20.679.840	\$ 9.971.291.469

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				
	Saldo al 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo al 31 de diciembre de 2024
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	221.210.897	-	(68.527.030)	5.701.634	27.446.334	55.107.837	-	240.939.672
Instrumentos derivados	78.183.734	25.384.679	-	(43.247.125)	-	-	(57.488.715)	2.832.573
Total pasivos por actividades de financiación	\$ 9.385.165.652	\$ 3.010.958.679	\$ (3.352.859.636)	\$ (34.301.257)	\$ 1.077.525.123	\$ 55.107.837	\$ (57.488.715)	\$ 10.084.107.683

Durante el año 2025 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$2.062.529.142 así: Enel Américas S.A. \$1.182.769.945, Grupo de Energía de Bogotá S.A.S. \$876.901.847 y accionistas minoritarios \$2.857.350.

En el año 2024 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$1.806.873.847 así: Enel Américas S.A. \$1.036.166.231, Grupo de Energía de Bogotá S.A.S. \$768.210.324 y accionistas minoritarios \$2.497.292.

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 (2)	29.173.682	-	2.545.921	-
<i>Embargos judiciales</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)	2.358.847	-	6.011.832	-
Garantías mercados derivados energéticos (5)	352.108	-	(163.460)	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	45.575	-	162.299
	\$ 110.990.980	\$ 45.575	\$ 78.209.882	\$ 18.878.530

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

(1) Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 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 Fiduprevisora Huila	8.196.168	8.089.178
Fideicomiso Popular_Mesitas (c)	4.623.907	-
Fideicomiso Fiduprevisora 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 Fiduprevisora Quimbo	748.083	1.887.302
Fideicomiso Aval Proyecto ZOMAC	573.066	551.014
Fideicomiso Aval_Silvania	358.604	338.923
Fideicomiso Fiduprevisora 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
Total	\$ 54.566.033	\$ 19.430.133

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- 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 Fiduciaria Popular S.A. 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 la Compañía 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 del 2024 la Compañía 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 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
	\$ 37.043.243	\$ 26.360.653

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	\$ (7.773.365)	\$ (23.808.532)
Neto Total	\$ 29.269.878	\$ 2.552.121

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (3) La Compañía al 31 de diciembre de 2025 tiene constituidos 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 Colpatria 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	3732	711.338
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/2/2026	5.674.520	USD	3796,48	224.592
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/3/2026	4.463.159	USD	3813,48	188.867
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/2/2026	3.394.071	USD	3796,48	134.334
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/2/2026	2.213.213	USD	3732	110.769
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	5.370.805	USD	3.783,98	98.287
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	4.446.401	USD	3.783,98	81.370
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	28/5/2026	1.500.000	USD	3.859,23	79.586
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/3/2026	1.830.933	USD	3.813,48	77.479
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/2/2026	1.647.087	USD	3.796,48	65.190
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	1.601.295	USD	3.783,98	29.304
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	877.207	USD	3.783,98	16.053
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	22/1/2026	2.642.510	USD	3.779,98	15.132
Forward	Inversiones/proyecto	BNP 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
Total valoración								\$ 24.540.814

La Compañía 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	Al 31 de diciembre de 2024	
								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	20000000	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 Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria 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.	Trading	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 Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	-	18.716.231

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha vencimiento	Nocional activo	Moneda	Tasa fijada	Al 31 de diciembre de 2024			
								Corriente	No Corriente		
Total valoración								\$	50.385.716	\$	18.716.231

- (4) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.
- (5) El incremento corresponde a la liquidación de energía asociada a operaciones de 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%	\$ 39.257	\$ 155.981
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.318	6.318
				\$ 45.575	\$ 162.299

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)	\$ 102.856.848	\$ -	\$ 63.882.047	\$ 155.325
Beneficios a empleados por préstamos (2)	2.356.473	43.122.655	3.437.092	39.156.228
Gastos pagados por anticipado	302.110	-	376.898	-
Descuento tributario IVA AFRP (3)	-	185.459.631	-	193.110.332
Otras cuentas por cobrar	-	95.092	-	95.092
	\$ 105.515.431	\$ 228.677.378	\$ 67.696.037	\$ 232.516.977

- (1) 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).
- (2) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, la Compañía 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.
- (3) 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, la Compañía cumplió con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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)	\$ 1.949.994.641	\$ 10.792.873	\$ 2.146.541.920	\$ 11.550.338
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	112.243.080	198.636.450	108.581.344	62.998.458
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.062.237.721	209.429.323	2.255.123.264	74.548.796
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(347.771.209)	(10.792.873)	(282.780.937)	(11.550.338)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(18.634.326)	(15.039.446)	(12.216.309)	(11.704.924)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.695.832.186	\$ 183.597.004	\$ 1.960.126.018	\$ 51.293.534

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

	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera de energía	\$ 1.173.325.443	\$ 134.451.323	\$ 75.189.920	\$ 292.571.746	\$ 1.675.538.432	\$ -
Cartera no convenida	678.692.568	25.321.435	9.837.858	48.398.607	762.250.468	-
Cientes masivos	223.987.519	73.727.860	50.710.365	154.780.581	503.206.325	-
Grandes clientes	61.001.949	34.896.113	14.544.920	86.481.285	196.924.267	-
Cientes institucionales	209.643.407	505.915	96.777	2.911.273	213.157.372	-
Otros	69.065.648	-	-	-	69.065.648	2.932.376
Cartera convenida (a)	16.869.474	-	-	-	16.869.474	716.241
Cientes masivos	30.974.709	-	-	-	30.974.709	1.315.118
Grandes clientes	21.221.465	-	-	-	21.221.465	901.017
Cientes institucionales	1.242.391.091	134.451.323	75.189.920	292.571.746	1.744.604.080	2.932.376
Cartera de energía, bruto	(20.982.556)	(35.034.366)	(25.336.373)	(187.331.684)	(268.684.979)	(414.787)
Deterioro cartera de energía	1.221.408.535	99.416.957	49.853.547	105.240.062	1.475.919.101	2.517.589
Cartera de energía, neto	1.221.408.535	99.416.957	49.853.547	105.240.062	1.475.919.101	2.517.589
Cartera de negocios complementarios y otros (b)	23.724.782	2.565.436	619.661	45.424.985	72.334.864	5.671.510
Cientes masivos	63.050.766	3.925.389	663.579	20.512.051	88.151.785	2.188.987
Grandes clientes	17.349.472	5.497.015	6.325.200	15.732.225	44.903.912	-
Cientes institucionales	104.125.020	11.987.840	7.608.440	81.669.261	205.390.561	7.860.497
Cartera de negocios complementarios, bruto	(28.564.870)	(3.455.450)	(3.166.785)	(43.899.125)	(79.086.230)	(10.378.086)
Deterioro cartera negocios complementarios	75.560.150	8.532.390	4.441.655	37.770.136	126.304.331	(2.517.589)
Cartera de negocios complementarios, neto	1.346.516.111	146.439.163	82.798.360	374.241.007	1.949.994.641	10.792.873
Total cuentas comerciales, bruto	(49.547.426)	(38.489.816)	(28.503.158)	(231.230.809)	(347.771.209)	(10.792.873)
Deterioro cuentas comerciales	\$ 1.296.968.685	\$ 107.949.347	\$ 54.295.202	\$ 143.010.198	\$ 1.602.223.432	\$ -
Total cuentas comerciales, neto	\$ 1.296.968.685	\$ 107.949.347	\$ 54.295.202	\$ 143.010.198	\$ 1.602.223.432	\$ -

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

	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera de energía	\$ 1.530.393.718	\$ 134.353.501	\$ 58.724.756	\$ 178.519.901	\$ 1.901.991.876	\$ -
Cartera no convenida	953.269.076	31.540.586	11.394.610	41.018.029	1.037.222.301	-
Cientes masivos	260.507.360	77.199.688	36.278.353	77.833.431	451.818.832	-
Grandes clientes	57.660.983	25.050.692	11.051.793	56.755.708	150.519.176	-
Cientes institucionales	258.956.299	562.535	-	2.912.733	262.431.567	-
Otros	62.894.422	-	-	-	62.894.422	3.020.453
Cartera convenida (a)	15.362.135	-	-	-	15.362.135	134.649
Cientes masivos	28.207.024	-	-	-	28.207.024	370.834
Grandes clientes	19.325.263	-	-	-	19.325.263	2.514.970
Cientes institucionales	1.593.288.140	134.353.501	58.724.756	178.519.901	1.964.886.298	3.020.453
Cartera de energía, bruto	(20.021.916)	(43.304.550)	(44.554.630)	(100.087.124)	(207.968.220)	(3.020.453)
Deterioro cartera de energía	1.573.266.224	91.048.951	14.170.126	78.432.777	1.756.918.078	-
Cartera de energía, neto	1.573.266.224	91.048.951	14.170.126	78.432.777	1.756.918.078	-
Cartera de negocios complementarios y otros (b)	39.193.346	2.753.083	3.302.181	10.502.389	55.750.999	6.154.487
Cientes masivos						

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Cartera vencida			Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días	
Cartera de energía					
Grandes clientes	51.337.873	3.401.681	3.346.100	18.229.867	76.315.521
Clientes institucionales	10.010.868	5.459.032	5.711.261	28.407.941	49.589.102
Cartera de negocios complementarios, bruto	100.542.087	11.613.796	12.359.542	57.140.197	181.655.622
Deterioro cartera negocios complementarios	(20.214.500)	(4.716.721)	(7.388.708)	(42.492.788)	(74.812.717)
Cartera de negocios complementarios, neto	80.327.587	6.897.075	4.970.834	14.647.409	106.842.905
Total cuentas comerciales, bruto	1.693.830.227	145.967.297	71.084.298	235.660.098	2.146.541.920
Deterioro cuentas comerciales	(40.236.416)	(48.021.271)	(51.943.338)	(142.579.912)	(282.780.937)
Total cuentas comerciales, neto	\$ 1.653.593.811	\$ 97.946.026	\$ 19.140.960	\$ 93.080.186	\$ 1.863.760.983

- a) La cartera convenida corresponde a convenios entre la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía.

Al 31 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 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.

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, los otros están 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 una disminución, principalmente producto de:

- Reducción del estimado no regulado por \$(36.178.597) y de la cartera facturada 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

\$(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 diciembre 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. La Compañía 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%.

- (2) Las otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a cuentas por cobrar a empleados y otros deudores.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 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 otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Consalt International	\$ 14.841.396
Tozzi Latam Colombia S.A.S.	7.351.075
Consortio Energía Solar	5.240.348
Ministerio de Hacienda y Crédito	4.491.981
Electrónica Santero 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
Total	\$ 93.898.642

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 a empleados: Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo de la cartera de empleados es \$56.672.419 y \$47.815.128, respectivamente; cuentas por cobrar a personal retirado

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

por un valor presente de \$13.481.875 y \$12.439.717 con tasas entre el 3% y el 5%; razón por la cual la Compañía 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%.
- (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 la Compañía:

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 285.185.895	\$ 231.488.906
Modelo Simplificado Individual (b)	73.378.187	62.842.369
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	358.564.082	294.331.275
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	33.673.772	23.921.233
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	33.673.772	23.921.233
Total	\$ 392.237.854	\$ 318.252.508

(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.

(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.

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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	\$ 318.252.508	\$ 351.414.718
Dotaciones	111.390.126	83.761.774
Usos	(37.404.780)	(116.923.984)
Saldo final	\$ 392.237.854	\$ 318.252.508

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos 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 la Compañía respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024
				Corriente	No corriente	Corriente
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 X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Compra de energía	3.457.815	-	3.413.904
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Transporte de energía (2)	1.905.165	-	3.639.509
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Capital préstamo (3)	-	2.100.000	2.100.000
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	538.504	-	350.472
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Intereses préstamo	9.045	-	9.670
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	1.373.849	-	1.453.926
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos (4)	1.364.336	-	397.961
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Expatriados	785.301	-	785.301
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos (4)	711.948	-	454.652
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	642.859	-	648.240
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	540.836	-	532.124
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos (5)	531.566	-	44.797
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (6)	449.259	-	837.585
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	370.679	-	435.015
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (6)	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 (6)	271.401	-	1.410.453
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (6)	204.178	-	239.615
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (6)	202.688	-	202.688
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Contrato	182.011	-	62.500
Enel North América Inc	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (6)	163.481	-	103.897
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados	108.062	-	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados	62.933	-	62.933
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Otros Servicios	17.569	-	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (6)	16.919	-	316.695

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	13.923	-	231
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	11.228	-	11.045
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Garantía	5.515	-	68.320
Latamsolar Energias Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	327	-	231
EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	231	-	231
Enel Renewable, S.R.L.	Panamá	Otra (*)	Venta de panel solar (7)	-	-	1.012.781
Generadora Solar Austral S.A.	Panamá	Otra (*)	Venta de panel solar (7)	-	-	708.947
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (6)	-	-	280.146
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (8)	-	-	262.780
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (8)	-	-	245.944
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (8)	-	-	147.258
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (8)	-	-	254.731
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (8)	-	-	185.754
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (8)	-	-	126.373
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (8)	-	-	40.061
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (8)	-	-	38.895
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (8)	-	-	40.018
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (8)	-	-	38.895
Total				\$ 25.930.895	\$ 2.100.000	\$ 22.390.355

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

(**) El Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía. (ver Nota 22).

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 principalmente al recaudo en el mes de enero de 2025 de la facturación por servicio de transporte de energía facturada en el mes de diciembre de 2024.
- (3) Corresponde a la reclasificación de la deuda de corto a largo plazo, teniendo en cuenta la ampliación del plazo de pago del crédito intercompañía hasta 17 enero de 2027 con tasa fija de 11,32% E.A.
- (4) El aumento corresponde principalmente al cobro por contrato de mandato del pago de tasa compensatoria de aprovechamiento forestal maderable por \$1.223.671, relacionado con los proyectos de energías renovables.
- (5) Corresponde principalmente al pago de la constitución de servidumbre por \$163.632 y pagos a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) por \$323.137 a favor del proyecto Guayepo Solar III, a través de contrato de mandato.
- (6) La disminución corresponde principalmente a recaudos aplicados en el mes de enero 2025 por facturación de expatriaciones emitidas en años anteriores por \$(2.057.162), adicionalmente causación de este servicio de enero a diciembre de 2025 por \$119.141.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (7) La disminución corresponde a recaudos aplicados en el mes de abril 2025 sobre la facturación por venta de paneles solares por \$(1.721.728).
- (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 la compañía 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 cobrar a terceros.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre empresa relacionada	País origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				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 (*)	HH Recharge PUC (3)	11.244.354		8.929.995	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	4.279.918		9.966.973	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	2.334.081		2.415.242	-
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 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	230.573		228.354	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412		124.412	-
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 (3)	8.282.715		8.444.287	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	1.223.803		1.877.017	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	592.281		378.099	-
Cosorzio DAP	Italia	Otra (*)	Contribución (4)	528.971		-	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	462.500		535.001	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Mandato	62.500		62.500	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	382.732		555.177	-
Gridspertise Srl	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería (5)	370.177		-	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	328.192		85.324	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	201.241		201.241	-
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	-
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000		8.000	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000		8.000	-
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000		8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000		1.000	-
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000		1.000	-
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Liquidación Crédito Fácil	625		601	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Aportes a capital (6)	-		3.408.160	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	-		308.475	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	-		222.472	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Venta Sociedad Portuaria	-		218.480	-
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Subordinada	Anticipo Guarantee Fee	-		56.929	-
E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	-		10.807	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo cargadores (7)	-		-	12.125.278
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo cargadores (7)	-		-	8.962.270
Total				\$ 98.496.192		\$ 146.617.519	\$ 21.087.548

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

(**) El Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía (Ver Nota 22).

- (1) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de octubre 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 y Global Travel, entre otras por \$69.777.987 y el pago realizado por facturación emitida de servicios año 2024 y hasta el tercer trimestre de 2025 por \$(113.689.472).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (2) La disminución corresponde a la legalización total del anticipo recibido para el proyecto Enel Flex.
- (3) El aumento corresponde principalmente a la inclusión del proyecto Guayepo Solar III en servicios de Horas Hombre por \$3.587.851 de octubre a diciembre de 2025, adicionalmente el pago de facturación recibida del año 2024 de los proyectos de energías renovables como: Guayepo Solar, Atlantico Photovoltaic, Fundación y La Loma por \$(1.442.932).
- (4) Corresponde a la cuota pendiente de pago de la contribución pactada como miembros del Consorzio DAP por \$528.971.
- (5) Corresponde a la compra de equipos para el proyecto de automatización de la red autogrid 2.0, este proyecto fue aprobado por el comité de Innovación país, el 10 marzo del 2025 con el fin de mejorar los indicadores de calidad de calidad del servicio y apalancar el cumplimiento de los requisitos regulatorios.
- (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) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que la compañía 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	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ventas de energía (1)	\$ 41.010.361	\$ 38.975.341
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía (1)	22.642.061	17.015.344
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros servicios	305.344	506.556
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ingresos financieros	231.386	308.630
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación navideña (2)	11.000.000	880.672
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Servidumbres (3)	1.021.645	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios administrativos	431.970	341.643
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
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (4)	688.052	2.924.382
Usme ZE S.A.S.	Ingresos financieros (4)	-	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 (4)	545.461	2.469.789
Fontibón ZE S.A.S.	Ingresos financieros (4)	-	262.781
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	501.105	432.522
Enel Green Power S.p.A. Glo	Expatriados	-	81.975
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	383.089	302.279
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	251.124	53.601
Enel S.p.A.	Expatriados	-	58.681
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	171.604	77.826
Enel Renovable, S.R.L.	Venta de paneles solares	-	993.266
Enel Renovable, S.R.L.	Diferencia en cambio	122.313	19.515
Renovables de Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	116.470	-
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Venta de paneles solares	114.562	-
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Diferencia en cambio	4.757	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel Guatemala S.A.	Venta de Medidor (5)	101.212	-
Enel Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	15.017	-
Generadora de Occidente, Ltda.	Diferencia en cambio	115.527	464.833
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en cambio	107.516	-
Generadora Solar Austral, S.A.	Diferencia en cambio	87.389	11.890
Generadora Solar Austral, S.A.	Venta de paneles solares	-	697.057
Enel Fortuna S.A.	Garantías	58.918	110.792
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	22.199	-
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
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	34.085	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	-	68.498
Enel Distribución Chile S.A.A.	Servicios Control Tower	-	109.138
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	18.853	7.971
Consortio DAP	Diferencia en cambio	18.358	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	14.542	43.219
Edistribución Redes Digitales, S.L.U.	Expatriados	10.645	64.903
Edistribución Redes Digitales, S.L.U.	Diferencia en cambio	162	-
Enel X Chile S.P.A.	Servicios de personal	4.972	648.240
Tecnoguat S.A.	Diferencia en cambio	4.703	39.616
Enel Italia SPA	Diferencia en cambio	3.533	-
Enel Iberia S.A.	Diferencia en cambio	1.849	-
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	-	305.992
Enel Panamá Cam, S.R.L.	Diferencia en cambio	-	421.653
Colombia ZE S.A.S.	Servicios de Administración	-	132.811
Colombia ZE S.A.S.	Ingresos financieros	-	40.061
Bogotá ZE S.A.S.	Servicios de Administración	-	132.811
Bogotá ZE S.A.S.	Ingresos financieros	-	40.018
Enel Generación Chile Sa	Expatriados	-	126.965
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	71.187
Enel Brasil S.A.	Expatriados	-	38.003
Enel Chile S.A.	Expatriados	-	101.210
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	-	84.944
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	-	1.312
Enel North America, Inc.	Expatriados	-	73.567
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	7.920
Total		\$ 88.256.110	\$ 73.355.266

- (1) El aumento corresponde principalmente a la variación en la venta de energía contratada por la empresa vinculada a partir del 1 de enero de 2024 hasta diciembre de 2032, para la cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., adicionalmente incremento en las operaciones de transporte de energía teniendo en cuenta el crecimiento de esta sociedad.
- (2) 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.
- (3) 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).
- (4) La disminución corresponde principalmente a la finalización del contrato de servicios de administración con Usme ZE S.A.S. y Fontibón Z.E. S.A.S. el pasado 31 de diciembre de 2024. Adicionalmente el pasado 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que la compañía 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.
- (5) Corresponde a venta de equipos de suministro de carga por \$101.212.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2025	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 S.p.A.	Servicios informáticos (1)	7.611.398	6.517.484
Enel S.p.A.	Impatriados	4.929.680	2.672.106
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	196.043	595.731
Enel S.p.A.	Garantías	24.971	254.158
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	7.482.497	3.584.424
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical Fee	2.985.115	2.407.907
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 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
Fundación Enel Colombia	Donaciones (2)	4.086.529	1.685.001
Enel Global Trading S.P.A.	Servicios informáticos (1)	2.096.389	1.866.137
Enel Global Trading S.P.A.	Impatriados	1.341.481	378.099
Enel Global Trading S.P.A.	Diferencia en cambio	141.217	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 Iberia S.R.L.	Impatriados	816.029	555.177
Renovables De Guatemala, S.A.	Diferencia en cambio	645.050	1.549.070
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
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	182.642	585.020
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	32.457	-
Usme ZE S.A.S.	Gasto Financiero	198.459	649.813
Fontibón ZE S.A.S.	Gasto Financiero	146.956	481.160
Enel Renovable, S.R.L.	Diferencia en cambio	130.265	-
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
Generadora Solar Austral, S.A.	Diferencia en cambio	92.956	-
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.	Impatriados	-	28.831
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	51.824	-
Enel Services México S.A.	Impatriados	-	240.588
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	35.436	7.895
Enel Brasil S.A.	Impatriados	-	173.752
Tecnoguat Sa	Diferencia en cambio	27.086	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	22.976	20.441
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	19.385	5.240
Enel X Chile Spa	Diferencia en cambio	10.354	-
Enel Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	9.835	-
Egp Costa Rica	Diferencia en cambio	5.600	-
Enel Green Power España, S.L.U.	Diferencia en cambio	5.400	6.304
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	123	814
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	131.445
Generadora Montecristo, S.A.	Diferencia en cambio	-	53
E-Distribuzione Spa	Diferencia en cambio	-	814
Enel X Way Colombia S.A.S.	Gasto Financiero	-	448.763
Enel Panamá Cam, S.R.L.	Diferencia en cambio	-	6
Enel Chile S.A.	Impatriados	-	131.859
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	1.149
Enel Distribución Perú S.A.A.	Impatriados	-	74.758
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	184
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	-	36.857
Enel Américas S.A.	Impatriados	-	4.087

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total		\$ 97.911.696	\$ 80.080.760

- (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 por la compañía 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 la Compañía 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 No. 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 Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de diciembre de 2025	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
Total general	\$ 751.051	\$ 942.747

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 clave de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 y 2024 ascienden a:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Remuneraciones	\$ 5.566.271	\$ 4.593.384
Beneficios a corto plazo	212.140	188.857
Bonos de retiro	723.800	842.948
	\$ 6.502.211	\$ 5.625.189

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

Del 1 de enero al 31 de diciembre 2025, la Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 259.790.252	\$ 270.943.888
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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
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
Total, inventarios	\$ 397.067.844	\$ 438.197.150

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por los siguientes valores:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Repuestos y materiales (a)	\$ 272.781.357	\$ 282.940.777
Provisión de materiales (b)	(6.611.620)	(3.032.543)
Total, otros inventarios	\$ 266.169.737	\$ 279.908.234

- a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024. La disminución corresponde a mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera menor consumo, compras de materiales, y menos compras para los proyectos de alumbrado público.
- b) Al 31 de diciembre de 2025 se 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.
- (2) Carbón (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 situación hidrológica favorable para el sistema.
- (3) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2025. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones. de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público.
- (4) Al 31 de diciembre de 2025, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 y 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
Total, bonos emitidos	7.746.540	77.564.104
Total, bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024		(54.823.673)
Total, reconocimiento bonos de carbono		\$ 22.740.431

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. Adicionalmente se emitió 230.906 certificados en junio de 2025, por un valor de \$6.753.380.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (5) Al 31 de diciembre de 2025, el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la central de Termozipa, el volumen del inventario de combustóleo disminuyó frente al registrado al 31 de diciembre de 2024 debido al menor consumo derivado del 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
	\$ 10.046.244	\$ 223.732.802

- (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 la Compañía el 19 de diciembre de 2025 por parte de la entidad Casaconcreto S.A.S.

Al cierre de diciembre 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 de la compañía 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 de la Compañía, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta desarrollado por la Compañía 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 7 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 sobre la renta

El activo por impuesto de renta se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Autorretenciones a favor 2019 (1)	\$ -	\$ 219.552
Saldo a favor por impuesto de renta (2)	\$ -	\$ 145.372.416
Total activos por impuestos corrientes	\$ -	\$ 145.591.968

- 1) 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- 2) 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.

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que la Compañía posee en subsidiarias 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
Enel Panamá CAM S.R.L. (1)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,966700%	\$ 1.393.893.974	\$ 1.468.963.760
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,999900%	1.202.020.478	1.490.155.898
Generadora de Occidente, S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1.991.933	99,189971%	245.473.358	192.057.977
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,000000%	236.919.381	254.800.350
Tecnoguat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,000000%	53.297.063	61.831.781
Enel Guatemala S.A. (3)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,990000%	18.432.308	9.502.786
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (4)	Servicios Públicos	Subsidiaria	230.368	100,000000%	14.174.617	10.625.255
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,990100%	9.531.202	10.641.640
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	12.500	20,000000%	5.791.195	4.166.247
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria (**)	-	-	-	99.371.088
Colombia ZE S.A.S. (6)	Servicios	Asociada (**)	-	-	-	27.544.563
Enel X Way Colombia S.A.S. (7)	Servicios	Asociada (**)	-	-	-	6.098.551
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (8)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	382.316
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (9)					(132.637.177)	(132.637.177)
					\$ 3.046.896.399	\$ 3.503.505.035

(*) (**) 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.
- Colombia ZE S.A.S.: al 31 de diciembre de 2024 era del 20% en porcentaje de participación y 5.186.737 acciones ordinarias; esta participación se vendió el 28 de mayo de 2025.
- Generadora Montecristo S.A.: al 31 de diciembre de 2024 era del 99,9987% en porcentaje de participación y 381.995 acciones ordinarias. El 3 de abril de 2025 quedó inscrita ante el Registro Mercantil General de la República de Guatemala la fusión con Generadora de Occidente, S.A.
- Generadora de Occidente, S.A.: debido al proceso de fusión y por transformación de compañía limitada a sociedad anónima se modifica a capital por acciones, por lo tanto, cambia el número de acciones y el % de participación de la Compañía.
- 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (1) Enel Panamá CAM S.R.L.: La actividad principal del Grupo consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada del Grupo es 460.70 MW Dc.

Enel Panamá CAM S.R.L. es matriz de tres (3) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 31 de diciembre de 2025.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna, S.A.
- Enel Renovable S.R.L. (*)
- Generadora Solar de Occidente S.A.

(*) 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).

- (2) 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 su domicilio y oficinas principales en San José. 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.

La Compañía tiene por objeto social 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.

La Compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

- (3) Enel Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La compañía es de origen guatemalteco y tiene su domicilio en la ciudad de Guatemala. El término de duración es indefinido.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999 y tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

La Compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Generadora de Occidente, S.A. (*)
- Tecnoguat S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.

(*) 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Generadora Montecristo, S.A., con la entidad relacionada Generadora de Occidente S.A., por lo que a partir del 1 de mayo de 2025 se materializa la fusión; los activos, pasivos, derechos y obligaciones de Generadora Montecristo, S.A., fueron absorbidos por Generadora de Occidente, S.A., conservando esta última su personería jurídica.

- (4) Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada que 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. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el gobierno nacional de las compañías electrificadoras.
- (5) 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; la Compañía tiene una participación del 20% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (6) De acuerdo con el acta N° 10 de la reunión extraordinaria Asamblea del accionista único Colombia ZE S.A.S. del 19 de julio de 2022, se realizó cesión de acciones que se tenían de Bogotá ZE S.A.S. a Colombia ZE S.A.S. por \$31.724.801.

El 2 de febrero de 2023 DigitalBridge Group Inc., adquirió a la compañía AMPCI Ebus Colombia Holding S.A.S, renombrando esta unidad de negocio como InfraBridge.

La venta de las acciones de Colombia ZE S.A.S. a InfraBridge (antes AMPCI Ebus Development) se desarrolló bajo la modalidad de Project Finance, el cual consta de dos etapas: La primera que concluyó el 3 de febrero del 2023 con el cierre de una financiación de largo plazo con los bancos IDB y BNP Paribas.

El 21 abril de 2023 se dio inicio a la segunda etapa del Project Finance, con el pago realizado por InfraBridge por valor de \$31.498.781 correspondiente a la participación del 80% de la Sociedad Colombia ZE S.A.S.

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

- (7) 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 adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se consideraba una inversión asociada de la Compañía porque la participación era del 40,00% y 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.

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.

- (8) 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

- (9) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., por \$101.108.667, atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad y para Chucas S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad por \$31.528.510.

Teniendo en cuenta la transferencia realizada de las acciones que se tenía por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la sociedad Chucas PH S.A, a la compañía Enel Costa Rica CAM S.A., se incluye en esta cesión el deterioro de esta compañía.

Dividendos Guatemala

Renovables de Guatemala S.A:

- El 16 de mayo de 2025 declaró y pagó dividendos por USD10 millones, de los cuales USD9.99 millones corresponden a la Compañía y USD0.01 a Enel Guatemala S.A.
- El 8 de octubre de 2025 declaró y pagó dividendos por USD10 millones, de los cuales USD9.99 millones corresponden a la Compañía y USD0.01 a Enel Guatemala S.A.
- El 6 de noviembre de 2025 declaró y el 11 de noviembre de 2025 pagó dividendos por USD5 millones, de los cuales USD4.99 millones corresponden a la Compañía y USD0.01 a Enel Guatemala S.A.

Generadora de Occidente S.A. el 8 de octubre de 2025 declaró y pagó dividendos por USD10 millones, de los cuales USD9.92 millones corresponden a la Compañía y USD0.08 a Enel Guatemala S.A.

Tecnoguat S.A. el 6 de noviembre de 2025 declaró y el 11 de noviembre de 2025 pagó dividendos por USD0.4 millones, de los cuales USD0.3 millones corresponden a la Compañía y USD0.1 al tercero Inversiones J.B. Ltda.

Información correspondiente a las subsidiarias de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

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

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 23.378.966	\$ 7.473.491	\$ 30.852.457	\$ 14.499.989	\$ 2.177.851	\$ 14.174.617	\$ 30.852.457

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 134.673.091	\$ (128.671.992)	\$ (298.406)	\$ (14.970)	\$ (2.138.362)	\$ 3.549.361

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 456.473.727	\$ 1.078.816.227	\$ 1.535.289.954	\$ 231.950.969	\$ 2.802.054	\$ 1.300.536.931	\$ 1.535.289.954
Renovables de Guatemala, S.A.	171.349.148	1.040.716.904	1.212.066.052	10.044.372	-	1.202.021.680	1.212.066.052
Generadora de Occidente S.A.	216.462.016	206.114.677	422.576.693	128.752.576	46.346.115	247.478.002	422.576.693
Enel Costa Rica CAM S.A.	27.126.844	84.293.228	111.420.072	6.765.799	372.069	104.282.204	111.420.072
Tecnoguat, S.A.	10.543.244	63.000.999	73.544.243	2.481.492	-	71.062.751	73.544.243
Enel Guatemala S.A.	53.110.045	21.559.642	74.669.687	44.834.461	11.401.075	18.434.151	74.669.687
Enel Renewable S.R.L.	36.752.431	515.244.548	551.996.979	332.155.450	51.783.971	168.057.558	551.996.979

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del periodo
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 536.605.158	\$ (283.355.668)	\$ (15.345.739)	\$ 130.600	\$ (83.815.814)	\$ 154.218.537
Renovables de Guatemala, S.A.	139.663.126	(100.884.303)	(20.954)	(118.257)	(9.828.209)	28.811.403
Generadora de Occidente S.A.	77.231.069	(35.489.942)	(255.742)	161.210	(5.546.408)	36.100.187
Enel Costa Rica CAM S.A.	84.731.673	(70.313.025)	(11.077.546)	(6.469)	(3.047.816)	286.817
Tecnoguat, S.A.	15.531.245	(11.994.891)	(14.184)	40.015	(1.101.472)	2.460.713
Enel Guatemala S.A.	309.882.301	(295.124.855)	(1.184.122)	(155.012)	(3.817.382)	9.600.930
Enel Renewable S.R.L.	79.961.497	(46.946.214)	(18.872.658)	-	(4.157.665)	9.984.960

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 la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 20.603.978	\$ 9.372.822	\$ 29.976.800	\$ 19.351.545	\$ -	\$ 10.625.255	\$ 29.976.800

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Impuestos sobre sociedades y diferido	Pérdida del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 123.415.510	\$ (123.608.656)	\$ (567.239)	\$ 131.937	\$ (628.448)

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 552.345.165	\$ 1.278.602.228	\$ 1.830.947.393	\$ 351.982.824	\$ 119.616.262	\$ 1.359.348.307	\$ 1.830.947.393
Renovables de Guatemala, S.A.	224.479.043	1.277.395.062	1.501.874.105	11.578.909	137.808	1.490.157.388	1.501.874.105
Generadora de Occidente S.A.	62.103.945	154.861.649	216.965.594	9.573.616	13.394.021	193.997.957	216.965.594
Enel Costa Rica CAM S.A.	28.937.319	99.016.224	127.953.543	5.485.109	305.261	122.163.173	127.953.543
Tecnoguat, S.A.	11.042.566	74.108.123	85.150.689	2.708.314	-	82.442.375	85.150.689
Enel Guatemala S.A.	67.233.414	23.557.613	90.791.027	70.144.542	11.142.749	9.503.736	90.791.027
Enel Renewable S.R.L.	33.772.436	397.235.435	431.007.871	224.150.108	64.553.669	142.304.094	431.007.871
Generadora Montecristo, S.A.	221.803.943	86.312.808	308.116.751	167.426.709	41.317.662	99.372.380	308.116.751

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del periodo
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 578.772.339	\$ (364.525.564)	\$ (24.443.399)	\$ -	\$ (63.298.512)	\$ 126.504.864
Renovables de Guatemala, S.A.	112.154.774	(100.981.939)	89.756	(95.292)	(8.008.881)	3.158.418
Generadora de Occidente S.A.	83.353.368	(32.987.922)	(835.561)	(315.748)	(5.913.063)	43.301.074
Enel Costa Rica CAM S.A.	109.466.910	(74.346.910)	(14.440.465)	(446.055)	(3.575.078)	16.658.402
Tecnoguat, S.A.	25.709.474	(23.081.009)	3.537	14.096	(1.808.777)	837.321
Enel Guatemala S.A.	54.774	-	123.652	(10.982)	226.175	393.619
Enel Renovable S.R.L.	56.446.678	(32.913.072)	(13.624.597)	-	(3.999.196)	5.909.813
Generadora Montecristo, S.A.	9.917.716	(7.407.229)	3.993.387	57.409	(842.417)	5.718.866

Información correspondiente a las asociadas de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

La información financiera al 31 de diciembre de 2025 de las asociadas es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad del periodo
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 asociadas es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad (pérdida) del periodo
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 34.452.625	\$ 13.621.390	\$ 20.831.235	\$ 34.452.625	\$ 4.928.290
Colombia ZE S.A.S.	138.139.444	416.627	137.722.817	138.139.444	(40.177.050)
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)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Programas informáticos (1)	\$ 229.921.066	\$ 285.941.051
Construcciones y avances de obras (2)	213.607.937	223.156.868
Derechos y servidumbres (3)	103.682.920	98.125.901
Licencias (4)	5.398.903	1.306.363
Costos de desarrollo	4.376.085	24.863.329
Activos intangibles, neto	\$ 556.986.911	\$ 633.393.512
Costo		
Programas informáticos	1.045.508.234	969.925.348
Construcciones y avances de obras	213.607.937	223.156.868
Derechos y servidumbres	186.919.715	176.305.480
Licencias	95.960.555	90.005.931
Costos de desarrollo	40.595.489	60.442.949
Otros recursos intangibles	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, bruto	\$ 1.586.461.344	\$ 1.523.705.990
Amortización		
Programas informáticos	(815.587.168)	(683.984.297)
Derechos y servidumbres	(83.236.795)	(78.179.579)
Licencias	(90.561.652)	(88.699.568)
Costos de desarrollo	(36.219.404)	(35.579.620)
Otros activos intangibles identificables	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización acumulada	\$ (1.029.474.433)	\$ (890.312.478)

(1) La disminución corresponde principalmente a la amortización por \$(131.602.872) y traspasos por \$75.582.887; asociado a los siguientes proyectos: ICT Colombia por \$(32.045.865); infraestructura

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

global por \$(21.441.975), sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades de plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (Blue Sky, GBS, ADL) por \$(2.532.145).

- (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	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
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
Plan Data	52.308	5.209.844
Bd - wind Tumawind	-	438.551
Cybersecurity	-	6.590.550
Bd- solar - Atlántico PV	-	25.518.427
Smart Meter y Smart Tracking	-	8.006.841
Proyecto Billing Faro	-	7.552.192
Nuevos desarrollos Digital Hub	-	6.182.741
Maintenance remote control	-	5.304.988
Arora-Complex project advanced mon.	-	2.335.805
Proyectos market GDS	-	397.293
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	-	496.222
Total construcciones en curso	\$ 213.607.937	\$ 223.156.868

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

	Costos de Desarrollo	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$ 27.568.973	\$ 90.083.310	\$ 2.598.794	\$ 332.526.841	\$ 334.272.114	\$ 787.050.032
Adiciones	-	12.785.028	-	-	73.626.111	86.411.139
Trasposos	8.004.550	-	630.827	120.263.284	(128.898.661)	-
Amortización	(620.375)	(4.742.437)	(1.923.258)	(166.849.074)	-	(174.135.144)
Otros decrementos	(10.089.819)	-	-	-	(55.842.696)	(65.932.515)
Total movimientos	(2.705.644)	8.042.591	(1.292.431)	(46.585.790)	(111.115.246)	(153.656.520)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 24.863.329	\$ 98.125.901	\$ 1.306.363	\$ 285.941.051	\$ 223.156.868	\$ 633.393.512
Adiciones (a)	-	10.609.551	-	-	80.123.237	90.732.788
Trasposos (b)	18.048.004	4.595	5.954.625	75.582.886	(99.590.110)	-
Retiros (c)	(25.474.550)	-	-	-	-	(25.474.550)
Amortización	(639.784)	(5.057.127)	(1.862.085)	(131.602.871)	-	(139.161.867)
Otros incrementos (decrementos) (d)	(12.420.914)	-	-	-	9.917.942	(2.502.972)
Total movimientos	(20.487.244)	5.557.019	4.092.540	(56.019.985)	(9.548.931)	(76.406.601)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 4.376.085	\$ 103.682.920	\$ 5.398.903	\$ 229.921.066	\$ 213.607.937	\$ 556.986.911

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2025
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
BD - Solar - Chinu	1.201.754
BD - Wind Chemesky	487.165
DH people	433.898
Proyecto Billing	4.019
Total	\$ 90.732.788

(b) Traspasos por software asociados con los 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
DH People	2.024.914
Plan Data	2.274.837
Liquidadores CFC, project y NewCo	2.048.175
Ptoyecto COM	1.801.715
Local Systems Colombia	1.696.812
Proyecto Datalaka	1.376.588
IR Colombia	1.213.308
Data Driver	854.018
Total	\$ 99.590.110

(c) 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 de la Compañía de acuerdo la decisión de la Junta Directiva en sesión No. 563 celebrada el 17 de diciembre de 2025.

(d) Al 31 de diciembre de 2025 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente al siguiente proyecto:

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025
Proyecto Guayepo	\$ (2.502.972)
Total	\$ (2.502.972)

(3) 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 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(4) El incremento corresponde principalmente a la capitalización de nuevas licencias para el pilar de distribución de los proyectos: GBS-Swim y M&R.

Al 31 de diciembre de 2025 la Compañía 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		
Concepto	2025	2024
Derechos y servidumbre	30	30
Costos de desarrollo	7	7
Licencias	4	4
Programas Informáticos	3	3

14. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas y equipos	\$ 17.587.317.679	\$ 16.293.448.077
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.504.446.512	6.704.842.945
Plantas de generación hidroeléctrica	7.174.921.980	7.073.086.880
Renovables	2.337.689.962	1.909.267.783
Plantas de generación termoeléctrica	570.259.225	606.250.469
Construcción en curso (1) (*)	2.642.956.639	2.093.625.982
Edificios	1.603.520.052	1.206.218.238
Terrenos	542.595.474	498.575.693
Arrendamientos financieros	270.800.637	242.771.279
Activos por uso NIIF 16	270.800.637	242.771.279
Terrenos	150.116.505	130.237.070
Edificios	90.045.823	91.283.459
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	30.638.309	21.250.750
Instalaciones fijas y otras	50.978.817	61.715.837
Otras instalaciones	45.405.098	55.983.403
Instalaciones fijas y accesorios	5.573.719	5.732.434
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 22.698.169.298	\$ 20.396.355.106
Costo		
Plantas y equipos	28.939.113.219	26.975.041.669
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	14.137.409.257	12.962.661.164
Plantas de generación hidroeléctrica	11.162.464.707	10.884.899.152
Renovables	2.508.397.746	2.007.863.977
Plantas de generación termoeléctrica	1.130.841.509	1.119.617.376
Construcción en curso	2.642.956.639	2.093.625.982
Edificios	1.804.453.756	1.368.295.973
Terrenos	542.595.474	498.575.693
Arrendamientos financieros	364.066.379	328.674.220
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	363.226.777	327.834.618
Terrenos	182.166.158	153.263.514
Edificios	104.526.459	102.998.076
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	76.534.160	71.573.028
Instalaciones fijas accesorios y otras	290.634.239	284.401.527
Otras instalaciones	261.725.896	255.384.916
Instalaciones fijas y accesorios	28.908.343	29.016.611
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 34.583.819.706	\$ 31.548.615.064
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (**)	(11.351.795.540)	(10.681.593.592)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.632.962.745)	(6.257.818.219)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.987.542.727)	(3.811.812.272)
Renovables	(170.707.784)	(98.596.194)
Plantas de generación termoeléctrica	(560.582.284)	(513.366.907)
Edificios	(200.933.704)	(162.077.735)
Arrendamientos financieros	(93.265.742)	(85.902.941)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(92.426.140)	(85.063.339)
Terrenos	(32.049.653)	(23.026.444)
Edificios	(14.480.636)	(11.714.617)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(45.895.851)	(50.322.278)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(239.655.422)	(222.685.690)
Otras instalaciones	(216.320.798)	(199.401.513)
Instalaciones fijas y accesorios	(23.334.624)	(23.284.177)
Depreciación y deterioro acumulado	\$ (11.885.650.408)	\$ (11.152.259.958)

(*) 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) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuados por la Compañía al 31 de diciembre de 2025:

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2025
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
Total construcciones en curso	\$ 2.642.956.639

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 1 de enero de 2024	\$2.629.913.172	\$482.222.477	\$931.837.574	\$8.048.135.160	\$6.173.638.662	\$60.840.961	\$223.105.663	\$18.549.693.669
Adiciones	2.064.242.508	-	4.884.724	-	3.434.866	-	6.682.960	2.079.245.058
Trasposos	(2.631.267.006)	24.333.332	292.904.157	1.325.093.398	967.188.275	21.747.844	-	-
Retiros	-	(29.188)	(75.760)	(670.655)	(12.090.585)	(437.187)	(128.182)	(13.431.557)
Gasto por depreciación	-	-	(23.332.457)	(256.609.566)	(427.328.273)	(20.409.090)	(24.993.376)	(752.672.762)
Otros incrementos (decrementos)	30.737.308	(7.950.928)	-	472.656.795	-	(26.691)	38.104.214	533.520.698
Total movimientos	(536.287.190)	16.353.216	274.380.664	1.540.469.972	531.204.283	874.876	19.665.616	1.846.661.437
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$2.093.625.982	\$498.575.693	\$1.206.218.238	\$9.588.605.132	\$6.704.842.945	\$61.715.837	\$242.771.279	\$20.396.355.106
Adiciones (a)	2.892.488.920	-	2.636.126	-	3.648.574	-	47.718.212	2.946.491.832
Trasposos(b)	(2.413.590.620)	64.786.746	432.522.388	678.259.845	1.230.949.761	7.071.880	-	-
Retiros (c)	-	(9.971.150)	-	(801.251)	(13.570.296)	(1.244.169)	-	(25.586.866)
Gasto por depreciación	-	-	(42.253.620)	(297.469.526)	(421.424.472)	(16.348.129)	(25.436.575)	(802.932.322)
Otros incrementos (decrementos)(d)	70.432.357	(10.795.815)	4.396.920	114.276.967	-	(216.602)	5.747.721	183.841.548
Total movimientos	549.330.657	44.019.781	397.301.814	494.266.035	799.603.567	(10.737.020)	28.029.358	2.301.814.192
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$2.642.956.639	\$542.595.474	\$1.603.520.052	\$10.082.871.167	\$7.504.446.512	\$50.978.817	\$270.800.637	\$22.698.169.298

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

Central	Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025
Líneas 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 rodets, ductos, transformadores y turbina de la central	142.839.234
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatomá 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
El Paso Extension	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	200.806
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	1.276.372
Total adiciones		\$ 2.946.491.832

- (b) Al 31 de diciembre de 2025, los traspasos de activos de 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
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
Total activación	\$ 2.413.590.620

- (c) Al 31 de diciembre de 2025 se realizaron bajas por \$(25.586.866) correspondientes a transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$(13.570.296); 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, EQ lito y equipo de cómputo por \$(1.244.169), baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas por \$(801.251).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (d) 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, a la actualización del VPN por provisiones ambientales por efecto de tasa de acuerdo con la CINIIF 1 y de desmantelamiento por \$72.284.243; y a arrendamiento financiero por renegociación de contratos y aumentos por IPC por \$5.747.721.

Al 31 de diciembre de 2025 la Compañía presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) 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 la Compañía 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 de la Compañía, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. Adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

Promedio de años de vida útil de años estimada		
Clases de propiedad, planta y equipo	2025	2024
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	54
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	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		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

Arrendamientos financieros

- 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 de la Compañía, el cual se terminará de amortizar en un periodo máximo de 87 cuotas.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- 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 la Compañía y vehículos manageriales; cuyos plazos promedio oscilan entre 12 y 72 meses.

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	\$ 42.536.007	\$ 7.982.112	\$ 34.553.895	\$ 34.913.908	\$ 6.154.540	\$ 28.759.368
Posterior a un año pero menor de cinco años	94.478.290	20.206.492	74.271.798	80.537.683	18.816.063	61.721.620
Posterior a cinco años menor de diez años	161.974.944	-	161.974.944	159.162.934	6.872.643	152.290.291
Total	\$ 298.989.241	\$ 28.188.604	\$ 270.800.637	\$ 274.614.525	\$ 31.843.246	\$ 242.771.279

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

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	\$ 91.283.459	\$ 130.237.070	\$ 21.250.750	\$ 242.771.279
Adiciones (1)	-	24.414.470	23.303.742	\$ 47.718.212
Gasto por depreciación	(3.059.352)	(9.097.219)	(13.280.004)	\$ (25.436.575)
Otros incrementos (2)	1.821.716	4.562.184	(636.179)	\$ 5.747.721
Total movimientos	(1.237.636)	19.879.435	9.387.559	28.029.358
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 90.045.823	\$ 150.116.505	\$ 30.638.309	\$ 270.800.637

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

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	\$ 93.165.498	\$ 120.173.194	\$ 9.766.971	\$ 223.105.663
Adiciones	61.883	5.735.501	885.576	6.682.960
Retiros	(40.520)	-	(87.662)	(128.182)
Gasto por depreciación	(6.870.891)	(4.076.106)	(14.046.379)	(24.993.376)
Otros incrementos	4.967.489	8.404.481	24.732.244	38.104.214
Total movimientos	(1.882.039)	10.063.876	11.483.779	19.665.616
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 91.283.459	\$ 130.237.070	\$ 21.250.750	\$ 242.771.279

- (1) Corresponde a la firma de nuevos contratos 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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).

Pólizas de seguros

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes de la Compañía:

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 S.A.
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual.	\$3.000.000 por vehículo	3/2/2026	Mapfre Seguros Colombia S.A.
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$5.000.000 por despacho	31/7/2026	HDI Seguros S.A.

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

15. 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)	26.569.133	7.981.269	231.715.145	22.602.445	6.152.496	212.184.731
Instrumentos derivados (4)	7.891.790	-	24.443	2.832.573	-	-
	\$ 1.285.179.887	\$ 157.629.032	\$ 8.528.482.550	\$ 1.884.120.722	\$ 152.417.816	\$ 8.047.569.145

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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
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	775.000.000
Bancolombia S.A.	10,83%	28/7/2028	7.763.676	-	7.763.676	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	5.904.812	-	5.904.812	-	-	-	-	593.857.152	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	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
Total Créditos			\$ 143.244.926	\$ 1.248.033.488	\$ 1.391.278.414	\$ 759.707.767	\$ 1.317.286.450	\$ 519.598.950	\$ 1.169.526.630	\$ 3.558.225.037	\$ 7.324.344.834

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%	14/11/2025	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	16.666.665	25.000.000	91.666.666
Bancolombia S.A.	11,05%	28/7/2028	7.918.029	-	7.918.029	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	6.323.563	-	6.323.563	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Banco Davivienda S.A.	10,91%	13/3/2029	1.366.639	3.750.000	5.116.639	5.000.000	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	16.250.000
Scotiabank Colpatría S.A.	10,05%	14/5/2026	4.992.044	-	4.992.044	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	4.968.514	-	4.968.514	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	12,10%	30/11/2029	3.708.160	-	3.708.160	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,75%	5/4/2026	885.826	2.556.496	3.442.322	1.136.220	-	-	-	-	1.136.220
Bancolombia S.A.	9,38%	30/11/2026	2.168.516	-	2.168.516	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,42%	19/10/2027	2.070.972	-	2.070.972	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.667.494	-	1.667.494	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.310.175	-	1.310.175	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	10,14%	30/11/2027	1.303.733	-	1.303.733	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	11,23%	21/12/2027	988.625	-	988.625	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,84%	30/11/2028	824.971	-	824.971	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	9,98%	23/12/2027	481.250	-	481.250	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,24%	15/8/2034	95.111	-	95.111	833.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	11.666.667	20.000.000
Bancolombia S.A.	11,39%	26/2/2031	63.222	-	63.222	5.833.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	8.166.667	35.000.000
Total Créditos			\$ 315.233.955	\$ 916.910.662	\$ 1.232.144.617	\$ 1.324.011.220	\$ 1.125.708.334	\$ 1.302.328.684	\$ 564.641.182	\$ 2.546.331.062	\$ 6.863.020.482

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Durante el 2025 se adquirió 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
Total				\$ 2.620.644.000	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

- Banco BBVA S.A. con vencimiento el 14 de enero de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco Davivienda S.A. con vencimientos 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, la Compañía dispone de \$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 la Compañía no tiene ningún Covenant activo.

(2) La disminución de bonos a diciembre de 2025 corresponde principalmente 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía.

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 la Compañía en el mercado local

Actualmente la Compañía 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 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, la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía 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.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

La Compañía 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
	Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión:	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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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:

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
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
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 SpA., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

La Compañía 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

	\$375.000.000, así:
	Sub-serie B5: \$181.660.000
	Sub-serie B12: \$193.340.000
Valor total colocado	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2025	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
	Sub-serie B5: 5 años
	Sub-serie B12: 12 años
Plazos de emisión	15 de noviembre de 2013 para todas las series
Fecha de emisión	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 emission	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.

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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	\$0
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. Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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	\$0
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 B7: 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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
			\$ 9.088.313	\$ 9.088.313	\$ 449.959.360	\$ 200.000.000	\$ 322.438.768	\$ 972.398.128

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
			\$ 16.466.877	\$ 756.339.530	\$ 772.806.407	\$ 250.000.000	\$ 199.938.737	\$ 200.000.000	\$ 322.425.195	\$ 972.363.932

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

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 12.481.530	\$ 140.224.805	\$ 10.976.732	\$ 119.068.139
Vehículos (b)	13.382.355	18.113.255	9.414.732	12.014.753
Edificios (c)	8.686.517	73.377.085	8.363.477	81.101.839
Total	\$ 34.550.402	\$ 231.715.145	\$ 28.754.941	\$ 212.184.731

- (a) La variación corresponde al incremento por firma de nuevos contratos con Agropecuaria Chahín 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) La variación corresponde principalmente al 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 Automotivo 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 Automotivo S.A. por \$(1.000.255), Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$(768.216) y Busexpress S.A.S. por \$(253.550).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(c) La variación corresponde a la 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.

(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	-
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	3/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	44.119	-
Forward	Inversiones/proyecto	BPN 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	-	24.443
Total valoración								7.891.790	24.443

Al 31 de diciembre de 2024, se tenían constituidos veintiún (21) derivados de cobertura de 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Total valoración								\$ 2.832.573

16. 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	
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.424.425.196	\$ -	\$ 1.135.493.846	
Proveedores por compra de energía y gas (2)	496.514.796	-	616.668.740	
Otras cuentas por pagar (3)	246.612.606	251.755.096	232.074.571	
	\$ 2.167.552.598	\$ 251.755.096	\$ 1.984.237.157	

- (1) Al 31 de diciembre de 2025 el saldo corriente corresponde a cuentas por pagar de bienes y servicios mediante operaciones de recaudo con el banco Bancolombia S.A. por \$72.861.692, Citibank Colombia S.A. por \$66.320.791 y Scotiabank Colpatria S.A. por \$52.500.000.

Adicionalmente las 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
Deltec 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 Energía 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
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 Ingenieria 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
Consultoria 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
Minima Arquitectos S.A.S.	9.069.740
Indra Colombia S.A.S.	8.998.731
Instituto de Desarrollo Urbano IDU.	8.200.000
Otros	509.914.507
Total	\$ 1.232.742.711

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(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; segmento de generación por \$148.460.704 y comercialización de gas por \$3.337.670.

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

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024
	Corriente	No corriente	Corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 159.401.043	\$ 251.755.096	\$ 143.200.063
Saldos a favor de clientes (b)	61.361.042	-	56.639.763
Recaudo a favor de terceros (c)	25.850.521	-	32.234.745
Total otras cuentas por pagar	\$ 246.612.606	\$ 251.755.096	\$ 232.074.571

(a) 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 la Compañía 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.

(b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

(c) 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.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

17. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 226.578.844	\$ 797.434.692	\$ 167.034.791	\$ 611.185.529
<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
Provisión de reclamaciones legales (6)	37.844.033	5.665.367	37.547.115	32.948.888
<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
Desmantelamiento	5.415.499	15.114.158	10.085.587	18.258.965
<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	6.013.320	304.932	5.969.284
<i>Desmantelamiento de asbesto</i>	-	4.033.772	-	6.846.709
Otras provisiones	72.596.175	55.535.336	20.998.833	69.259.569
<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
Total provisiones	\$ 342.434.551	\$ 873.749.553	\$ 235.666.326	\$ 731.652.951

- (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 ha ampliado el alcance de algunas obligaciones existentes, así como, ha sido necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo, se hace necesario dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra 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 Del plan de restauración 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 \$21.518.880, 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, la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

en el párrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

La Compañía 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 municipios, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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 la revisora fiscal Andrea Rodríguez Mur, miembro de KPMG S.A.S., 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 PEP 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, la Compañía 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 E".

De acuerdo con comprobante contable N° 3123039320 del 29 de septiembre de 2023 generado del sistema de información financiera SAP, la Compañía registró un valor de \$2.829.240.659 en la cuenta del pasivo denominada "Prov dism rem & rest" a nombre de "Consortio 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, la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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 hidrometeorológicas 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, la Compañía 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, la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación hasta el año 2038, al 31 de diciembre de 2025 los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa de 12,79% E.A. y a diciembre de 2024 es 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 de la Compañía 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, la Compañía 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 la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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, la Compañía, 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.

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 a la Compañía 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, se han 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 de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Las sanciones al cierre de diciembre de 2025 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (a)	\$ 6.149.795
Superintendencia de Servicios Públicos (b)	516.762
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 7.453.652

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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

- (a) Corresponde a provisión al proceso de uso del agua por parte de la Compañía. 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 a la Compañía a registrar la provisión para cubrir esta contingencia.

Entre diciembre 31 de 2024 y diciembre 31 de 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 del 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)
	\$ 6.507.779	\$ 48.621.868

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	-
Total Generación-Otros		29	2.394.676.632	4.967.652
Distribución-Civil	Posible	266	799.912.055	-
	Probable	46	175.577.925	10.347.204
	Remoto	15	178.129.528	-
Total Distribución-Civil		327	1.153.619.508	10.347.204
Quimbo	Posible	133	482.733.410	-
	Probable	8	6.361.783	2.408.513
	Remoto	13	82.650.126	-
Total Quimbo		154	571.745.319	2.408.513
Distribución-Laboral	Posible	267	54.455.131	-
	Probable	29	13.870.901	9.653.215
Total Distribución-Laboral		296	68.326.032	9.653.215
Renovables	Posible	2	1.603.000	-
	Probable	2	6.662.488	7.390.302
Total Renovables		4	8.265.488	7.390.302

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Procesos	Calificación	N° de procesos	Valor de la contingencia	Valor provisión
Generación-Laboral	Posible	22	7.168.328	-
	Probable	4	1.040.223	403.987
Total Generación-Laboral		26	8.208.551	403.987
Generación-Inundaciones A97	Posible	1	18.720	-
	Probable	3	3.222.181	1.785.000
Total Generación-Inundaciones A97		4	3.240.901	1.785.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	4	165.238	-
	Probable	4	405.976	45.748
	Remoto	1	154.016	-
Total Generación-Inundaciones D97		9	725.230	45.748
Total general		849	4.208.807.661	37.001.621

(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, la Compañía 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 la Compañía, 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) 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 la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al año 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 la Compañía 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 a la Compañía en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación de la Compañía en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

que fueron notificados durante el mismo periodo; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, la Compañía 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 a la Compañía. 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 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 la Compañía aplica la CINIIF 23, “Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias”, la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido.

Esta interpretación define el “tratamiento impositivo incierto” como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación, la Compañía 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.

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 Gachalá	Renta Temporal	Otros	Total
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	\$ 70.496.003	\$ 28.344.552	\$ 12.099.958	\$ 778.220.320	\$ 66.648.058	\$ -	\$ 11.510.386	\$ 967.319.277
Actualización efecto financiero	(4.992.299)	240.419	-	93.606.034	13.653.201	-	201.024	102.708.379
Incremento (Decremento)	7.188.879	(2.105.392)	(8.597.933)	186.876.478	-	31.508.259	57.053	214.927.344
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)	(7.814.895)	(8.597.933)	245.793.216	13.464.481	32.748.484	258.077	248.864.827
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 43.509.400	\$ 20.529.657	\$ 3.502.025	\$ 1.024.013.536	\$ 80.112.539	\$ 32.748.484	\$ 11.768.463	\$ 1.216.184.104

- (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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
	Controversias contractuales (Ley 1437 de 2011)	33.000
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	82.481
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(1.572.836)
	Acción de reparación directa	(1.905.895)
	Proceso verbal sumario de acción de protección al consumidor (CGP)	(3.477)
Total Distribución-Civil		3.535.969
Distribución-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	1.740.264
	Ejecutivo laboral	58.857
Total Distribución-Laboral		1.799.121
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(4.675.000)
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	1.785.000
Total Generación-Inundaciones A97		(2.890.000)
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(224.248)
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	45.748
Total Generación-Inundaciones D97		(178.500)
Generación-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	(235)
Total Generación-Laboral		(235)
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
Total Generación-Otros		4.962.652
Quimbo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	696.111
	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	202.401
Total Quimbo		898.512
Renovables	Arbitramento	4.361.479
	Acción Ejecutiva	3.028.824
Total Renovables		7.390.303
Total general		\$ 15.517.822

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en 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 trasmlenio 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 Rodríguez 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 garcía	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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Fecha	Valor
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 Ramirez 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 Ramirez Ramirez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	abr-25	156.633
Distribución-Civil	Julian David Roa Ramirez	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
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 Ramirez Ramirez	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 Ramirez	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 Ramirez Ramirez	Reparación directa (Ley 1437 de 2011)	jun-25	50.000
Distribución-Laboral	Consuelo Rodríguez 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 Guepando	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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

18. Pasivos por impuestos

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar 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
Obras por impuestos	30.236.309	7.744.332
Neteo de impuesto de renta	-	145.325.146
Anticipo de renta	(37.033.791)	(420.580.190)
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(121.846.302)	(99.517.171)
Saldo a favor en renta	(113.701.315)	-
Autorretenciones de retención en la fuente	(390.576.140)	(395.764.952)
Autorretenciones otros conceptos	(527.712.729)	(328.933.538)
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 122.394.389	\$ -

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	\$ 1.086.296.048
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	26.560.183	5.430.325
	\$ 1.283.028.357	\$ 1.091.726.373

Al 31 de diciembre de 2025 se presenta pasivo por impuesto de renta corriente por \$122.394.389. A diciembre de 2024 se presentó un pasivo por impuesto corriente de \$0 debido al valor pagado adicional al impuesto de renta del año gravable 2023 por concepto de anticipo del impuesto de renta correspondiente al año fiscal siguiente, es decir, aplicable al año gravable 2024, el cual se hizo efectiva su presentación en mayo de 2025.

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 el impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para 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.

Precios de Transferencia

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre del año 2010:

Objeto: La Compañía se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y plazos: Las inversiones de la Compañía 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 el incremento del 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 partir del 1 de enero del año 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía:

- 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, la Compañía pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024, diciembre 2024, marzo 2025 y diciembre 2025, la Compañía 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 la Compañía 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 pasado 31 de marzo de 2025.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 178.984.545	\$ 153.888.475
Impuestos distintos a la renta (2)	167.043.786	131.985.986
Anticipos de clientes por uso de redes	10.457.770	19.238.922
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	\$ 360.304.148	\$ 308.931.430

- (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
Caribemar 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 Energia S.A.S. E.S.P.	18.294.195	10%

Al 31 de diciembre de 2024 los anticipos más representativos fueron:

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 Energia S.A.S. E.S.P.	17.853.622	12%
Air-E S.A.S E.S.P.	13.478.124	9%

- (2) Al 31 de diciembre de 2025, 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)	\$ 121.855.352	\$ 84.660.707
Provisión para pago de impuestos (b)	45.188.434	47.325.279
	\$ 167.043.786	\$ 131.985.986

- a) Se presenta un aumento de \$37.194.645 principalmente por el incremento en las tarifas 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. En este rubro, también, se considera las retenciones en la fuente a título de renta, ICA e IVA aplicable a terceros.
- b) La variación corresponde a la provisión de ICA que generó una disminución de \$(2.136.845).

20. 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)	\$ 110.201.602	\$ -	\$ 89.654.601	\$ 549.951
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	43.885.796	294.109.823	27.226.034	350.759.193
Otras obligaciones	81.890	-	101.822	-
Beneficios por planes de retiro	-	-	1.912.611	-
	\$ 154.169.288	\$ 294.109.823	\$ 118.895.068	\$ 351.309.144

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (1) Al 31 de diciembre de 2025 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, la Compañía 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.
- (2) La variación 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.

La Compañía 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

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

El pasivo reconocido en el estado separado 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 separado 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

La Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
Auxilio educativo		
Pensionados	53	57
Edad promedio	21	19,3
Auxilio energía		
Pensionados	962	1.028
Edad promedio	72,5	71
Auxilio salud		
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 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

La Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
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 2025 y 2024 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total plan de
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	beneficios definidos
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227
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
Ganancias 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 y ganancias 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)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 241.061.316	\$ 57.497.360	\$ 18.783.004	\$ 5.282.720	\$ 15.371.219	\$ 337.995.619

(*) La variación se presenta por los cambios en la tasa de inflación estimada y a 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo inicial al 1 de enero de 2024	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682
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
(Ganancia)/ Pérdida actuarial 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 y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(208.463.378)	(39.776.176)	(5.549.126)	(2.155.013)	(2.389.718)	(258.333.411)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227

- (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.

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

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

Al 31 de diciembre de 2025 se finalizó la vigencia de la Convención Colectiva suscrita entre la Compañía 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 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Al 31 de diciembre de 2025, mediante Resolución 3818 del 30 de septiembre de 2025, se archiva en favor de la Compañía la querella relacionada a la presunta negativa a negociar con Emgesa S.A. E.S.P. en el año 2013.

21. Impuestos diferidos, neto

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.

A continuación, se incluye el detalle del activo (pasivo) por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2025
Otras provisiones (1)	\$ 162.203.574	\$ 14.613.500	\$ -	\$ 176.817.074
Obligaciones de aportación definida	9.347.431	(8.223.627)	23.958.697	25.082.501
Forward y swap	(25.298.423)	716.285	17.612.095	(6.970.043)
Impuesto diferido activo	146.252.582	7.106.158	41.570.792	194.929.532
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(567.267.840)	(199.307.490)	-	(766.575.330)
Metodo de participación CAM	(60.136.407)	(4.075.600)	20.989.940	(43.222.067)
Otros	(315.754)	26.313	-	(289.441)
Impuesto diferido pasivo	(627.720.001)	(203.356.777)	20.989.940	(810.086.838)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (481.467.419)	\$ (196.250.619)	\$ 62.560.732	\$ (615.157.306)

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Otras provisiones (1)	\$ 90.729.062	\$ 71.474.512	\$ -	\$ 162.203.574
Obligaciones de aportación definida	84.311.386	1.432.981	(76.396.936)	9.347.431
Forward y swap	14.670.914	(1.525.527)	(38.443.810)	(25.298.423)
Impuesto diferido activo	189.711.362	71.381.966	(114.840.746)	146.252.582
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(472.363.061)	(94.904.779)	-	(567.267.840)
Metodo de participación CAM	(82.084.198)	(4.763.877)	26.711.668	(60.136.407)
Otros	(342.068)	26.314	-	(315.754)
Impuesto diferido pasivo	(554.789.327)	(99.642.342)	26.711.668	(627.720.001)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (365.077.965)	\$ (28.260.376)	\$ (88.129.078)	\$ (481.467.419)

(1) Al 31 de diciembre de 2025, el detalle del impuesto diferido activo 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)	47.250.977	(3.280.499)	43.970.478
Provisiones de trabajos y servicios	24.578.267	(11.878.009)	12.700.258
Provisión obligaciones laborales (b)	19.528.084	5.765.260	25.293.344
Provisión de pasivos contingentes (c)	-	1.692.677	1.692.677
Provisión por desmantelamiento	4.796.555	82.937	4.879.492
	\$ 162.203.574	\$ 14.613.500	\$ 176.817.074

(a) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.

(b) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(Transition Fund), 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 del 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018".

(2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto 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 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 que a partir del año 2022 la tarifa de renta es del 35%. El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2025 se presenta a continuación:

	2025 en adelante renta
Propiedades, planta y equipo	\$ (2.195.007.207)
Provisiones y pasivos estimados	390.720.632
Instrumentos financieros	2.778.299
Cartera	126.323.068
Obligaciones de aportación definida	59.481.889
Otros	(23.519.677)
Subtotal	(1.639.222.996)
Tarifa	35%
Impuesto de renta	(573.728.049)
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Dif. Donaciones	462.500
Tarifa	25%
Impuesto	115.625
Total impuesto diferido pasivo	(571.935.239)
Método de participación	158.806.701
Impuesto diferido pasivo	(43.222.067)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (615.157.306)

22. Patrimonio

Capital

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.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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
	100,00%	148.913.918

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía 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 correspondiente a las utilidades retenidas por \$888.510.540 primera cuota y en diciembre 2025 de \$1.174.012.921 segunda cuota.

Adicionalmente, durante el año 2025 se pagaron a accionistas minoritarios \$5.681 correspondientes a dividendos de periodos anteriores.

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 su totalidad en el año 2024.

Otras 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
	\$ 1.747.392.308	\$ 1.783.197.947

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

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

23. Ingreso 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	\$ 10.111.646.384	\$ 11.179.046.315
Generación y comercialización energía clientes mercado mayorista no regulado y bolsa (1)	5.705.669.271	6.727.968.871
Distribución y comercialización energía clientes mercado regulado (2)	4.245.030.765	4.292.514.374
Suministro servicio alumbrado público (3)	160.946.348	158.563.070

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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
Transporte de energía (4)	3.531.893.935	3.517.454.376
Servicios empresariales y de gobierno (5)	480.312.541	426.709.331
Arrendamientos	270.533.244	265.176.701
Venta de gas	65.701.584	77.221.448
Ventas certificados	334.939	336.394
Ingresos de actividades ordinarias	14.460.422.627	15.465.944.565
Otros ingresos (6)	156.754.541	128.271.844
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 14.617.177.168	\$ 15.594.216.409

- (1) 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.

- (2) 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.

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 Promedio Aplicada a diciembre 2025	Tarifa Promedio Aplicada a diciembre 2024	Variación
Gm	300,66	362,54	-17,1%
Tm	54,89	53,62	2,4%
Pr	61,00	69,75	-12,5%
D	294,40	263,88	11,6%
Rm	31,11	14,44	115,4%
Cv	77,23	105,50	-26,8%
Cu	819,29	869,73	-5,8%

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 es por \$730.203 y \$43.718.161, respectivamente. La disminución corresponde a que la Compañía 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 la cuenta por cobrar por opción tarifaria.

- (3) 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 principalmente a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por \$3.509.251.638 y \$3.495.006.977 y sistemas de transmisión regional por \$22.642.297 y \$22.447.399.
- (5) Al 31 de diciembre de 2025 corresponde a ingresos por servicios de valor agregado por \$260.690.310 y servicios empresariales y de gobierno por otras prestaciones de servicio por \$219.622.231. El incremento se presenta principalmente por mayores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.
- (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 Colonsat Internacional por \$6.095.972; adicionalmente, presentó disminución por otros conceptos por \$(25.810.511).

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía 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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 10.111.646.384	\$ 11.179.046.315
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.531.893.935	3.517.454.376
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	480.312.541	426.709.331
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
Venta de certificados	En un punto del tiempo	334.939	336.394
Total ingresos de actividades ordinarias		14.460.422.627	15.465.944.565
Otros Ingresos de operación		156.754.541	128.271.844
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 14.617.177.168	\$ 15.594.216.409

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

La Compañía 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 la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera separado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, 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
Clientes no regulado	\$ 85.402.731	\$ 45.849.041
Clientes mayorista	83.598.681	98.283.772
Clientes por uso de redes	10.457.770	19.238.922
Transporte de energía	9.983.133	9.755.662
	\$ 189.442.315	\$ 173.127.397

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 la Compañía.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

– **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 la compañía 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, 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

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

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que la Compañía 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; la Compañía no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

24. 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)	\$ 4.462.889.084	\$ 6.723.444.118
Costos de transporte de energía (2)	1.434.342.516	1.435.321.813
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	435.939.160	388.599.908
Impuestos asociados al negocio (4)	367.282.831	298.268.133
Consumo de combustible (5)	40.339.787	209.989.063
Compra de gas	40.066.899	57.933.027
	\$ 6.780.860.277	\$ 9.113.556.062

(1) 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 vs tarifa promedio diciembre 2024 \$579,02.

- (2) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, 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.

- (3) A continuación, se presenta el 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)	\$ 158.917.222	\$ 150.053.887
Costos asociados a equipos de medida	85.750.727	75.386.154
Costos de corte y reconexión	53.356.529	53.358.256
Mantenimiento alumbrado público y otros	47.718.650	42.995.515
Otros servicios de apoyo a la generación	56.426.082	20.819.235
Costo CND, CRD, SIC	34.606.789	24.096.511
Mercado secundario cargo por confiabilidad	9.079.550	13.033.855
Certificados verdes	600.110	6.553
Contribuciones entes reguladores (b)	(10.516.499)	8.849.942
	\$ 435.939.160	\$ 388.599.908

- (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; sobre el cual el Consejo de Estado el 18 de septiembre de 2025, emitió fallo en sentencia de segunda instancia, en el cual la Compañía 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 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.
- (5) Al 31 de diciembre de 2025 se presenta disminución en el consumo de combustibles por \$(169.649.276), esto obedece a menor generación en la Central Termozipa; de 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

25. 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)	\$ 436.074.812	\$ 406.428.177
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	80.086.143	83.890.650
Otros gastos de personal (3)	48.239.524	25.328.059
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	40.839.201	1.986.836
Total	\$ 605.239.680	\$ 517.633.722

Las variaciones corresponden principalmente a 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 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Salarios	\$ 287.526.125	\$ 271.500.856
Bonificaciones	40.215.560	31.299.766
Vacaciones	37.050.495	20.595.772
Prima de servicios	33.928.350	44.753.312
Cesantías	20.643.645	20.875.855
Amortización beneficios empleados	16.710.637	17.402.616
Total	\$ 436.074.812	\$ 406.428.177

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2025 se aplicaron las siguientes acciones salariales para el personal de la Compañía afectando directamente las bases salariales para el cálculo de servicios de seguridad y otras cargas laborales, incrementando el gasto así:

- Régimen de pago convencionado: se incrementó en 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 la Compañía y Sintraelec.

- Régimen de pago integral que, al 31 de diciembre de 2024 tuviese vínculo laboral vigente con la Compañía 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, la Compañía 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 2025 y 2024.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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	\$ 32.518.990	\$ 21.416.119
Gastos médicos	7.495.415	249.631
Gasto por procesos laborales	4.832.023	1.592.996
Viáticos	1.391.953	2.856
Beneficios actuariales	1.092.817	891.766
Gastos de recreación y cultura	474.317	817.073
Aportes sindicales	434.009	357.618
	\$ 48.239.524	\$ 25.328.059

(4) La variación se presenta principalmente en el costo financiero de pensiones de jubilación y otros beneficios a pensionados.

26. 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)	\$ 403.319.506	\$ 422.487.381
Otros suministros y servicios (2)	210.560.213	111.159.118
Reparaciones y conservación (3)	183.084.888	143.170.359
Primas de seguros (4)	73.540.910	53.740.622
Arrendamientos y cánones (5)	26.884.125	20.003.494
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (6)	16.883.378	12.044.428
Tributos y tasas	12.261.947	12.287.461
Gastos de transportes y viajes	7.206.531	10.671.061
Total	\$ 933.741.498	\$ 785.563.924

(1) A continuación, se presenta el detalle de 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)	\$ 107.151.647	\$ 102.609.830
Otros contratos de administración y operación (b)	76.310.742	128.403.164
Toma de lectura (c)	52.902.793	47.149.958
Gastos generales de administración (d)	42.785.861	12.244.091
Honorarios (a)	38.232.045	39.000.613
Contratos recuperación del mercado	25.860.627	28.342.780
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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Contratos de atención al cliente	7.800.568	8.892.040
Litigios civiles y administrativos (e)	7.780.910	17.260.125
Casino y cafetería	7.493.734	6.748.687
Entrega de facturas	7.210.902	6.016.587
Servicio de personal temporal (f)	6.151.758	3.593.103
Contratos gestión impagos	1.804.207	2.144.785
Pérdidas en siniestros	265.946	1.395.210
	\$ 403.319.506	\$ 422.487.381

(a) El aumento por \$4.541.817 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (b) La disminución 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).
 - (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 \$30.541.770 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) 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 la Compañía, 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.
 - (f) Al 31 de diciembre de 2025 el aumento por \$2.558.655 corresponde a los servicios de empleos temporales, gestión y planificación de cursos de formación para empleados.
- (2) El aumento por \$99.401.096 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 la Compañía, 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 \$39.914.529 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) El aumento por \$19.800.288 corresponde principalmente a la adquisición de 2 pólizas para el proyecto Guayepo, capa 1 y 2 y al incremento anual del valor de las primas por las pólizas de seguros todo riesgo, responsabilidad civil general, ambiental y extracontractual.
- (5) El aumento al 31 de diciembre de 2025 corresponde principalmente a servicio de almacenamiento de materiales y equipos del proyecto Windpeshi por parte del proveedor Albri S.A.S., por \$5.120.568.
- (6) El aumento por \$4.838.950 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.

27. Gastos por depreciación y amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Depreciaciones (1)	\$ 802.932.322	\$ 752.672.762
Amortizaciones	139.161.867	174.135.144
Total	\$ 942.094.189	\$ 926.807.906

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (1) 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.

28. 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 mantenidos para la venta (1)	\$ (25.516.052)	\$ 202.207.411
Deterioro activos Financieros (2)	80.726.370	71.432.773
Total	\$ 55.210.318	\$ 273.640.184

- (1) Corresponde principalmente a la reversión de deterioro por regularización de provisiones en las que, al materializarse la venta, del proyecto Windpeshi, la Compañía no tiene obligación de estas. Así mismo se actualiza financieramente la inversión mantenida para la venta en las que se utilizaron variables para descontar los flujos a diciembre 2025 con tasa de descuento promedio del 11.60%, TRM real \$3.757.08 y diciembre 2024 tasa descuento promedio 10.19%, TRM real \$4.409,15.
- (2) 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, tienen un valor presente de \$61.880.306 y \$64.439.339 respectivamente.

29. Resultado financiero

	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)	\$ 58.515.806	\$ 60.571.350
Intereses por financiación a clientes (2)	32.572.963	65.178.732
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (3)	28.948.131	27.554.774
Intereses de cuentas por cobrar (4)	18.863.577	18.840.201
Intereses por financiación a vinculados (5)	284.760	360.746
Otros ingresos financieros (6)	-	7.989.486
Ingresos financieros	139.185.237	180.495.289
Obligaciones financieras (7)	(965.003.048)	(1.050.078.790)
Otros costos financieros (8)	(359.478.587)	(65.318.419)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(54.402.760)	(60.856.923)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(35.077.577)	(35.124.343)
Gastos financieros leasing (11)	(28.193.775)	(27.446.398)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (3)	(14.643.543)	(4.173.895)
Intereses de mora impuestos (12)	3.790.904	5.665.640
Gastos financieros	(1.453.008.386)	(1.237.333.128)
Gasto financiero capitalizado (13)*	102.556.255	91.814.455
Gastos financieros, netos	(1.350.452.131)	(1.145.518.673)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (14)	75.919.740	58.256.989
Gasto por diferencia en cambio no realizada (14)	(64.816.892)	(82.139.811)
Diferencias de cambio, neto	11.102.848	(23.882.822)
Total resultado financiero neto	\$ (1.200.164.046)	\$ (988.906.206)

- (1) 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía.

- (2) La disminución corresponde principalmente a la recuperación del saldo acumulado al inicio de 2025, dado que la Compañía 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) Corresponde a las ganancias y pérdidas generadas por el 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 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.
- (4) La variación se presenta por 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).
- (5) Durante el año 2025 la sociedad Enel X Colombia S.A.S E.S.P. no presentó mora en el pago de la factura de venta de energía con la Compañía, por lo tanto, no fue necesario realizar liquidación de intereses. La disminución corresponde a la variación de la tasa de interés por el crédito intercompañía cuyo capital es de \$2.100.000, durante el año 2025 se liquidó con tasa fija efectiva anual de 11.32% vs en el año 2024 13.50%.
- (6) 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 a favor de la Compañía.
- (7) El aumento corresponde principalmente al aumento en 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	\$ 837.501.792	\$ 861.167.683
Bonos emitidos	127.501.256	188.911.107
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 965.003.048	\$ 1.050.078.790

- (8) El incremento corresponde principalmente al 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.ESP. 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).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- (9) La disminución corresponde principalmente a compras de energía debido a que fue el giro con mayor variación en el año 2024 respecto al año 2025.
- (10) Corresponde principalmente al 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.
- (11) 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).
- (12) La disminución corresponde a la actualización de los intereses de 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 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 de la Compañía 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	Atlantico	32.956.437
Distribucion	Subestaciones y redes	19.677.308
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	6.268.850
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.467.117
Total		\$ 102.556.255

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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
Total		\$ 91.814.455

(14) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

Al 31 de diciembre de 2025			
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ (22.606.763)	\$ 6.714.722	
Otros activos	(1.586.031)	(18.051.146)	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	(265.454)	(435.437)	
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(101)	3.189.914	
Total activos	(24.458.349)	(8.581.947)	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	14.230.313	1.465.604	
Otros Pasivos	6.832.356	20.744.514	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(68)	870.425	
Total pasivos	21.062.601	23.080.543	
Total diferencia en cambio	\$ (3.395.748)	\$ 14.498.596	

Al 31 de diciembre de 2024			
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 51.044.129	\$ (55.475.813)	
Otros activos	9.209.707	(13.743.013)	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.347.984	(1.511.398)	
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	(8.796.529)	953.125	
Total activos	52.805.291	(69.777.099)	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11.834.178	13.953.708	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(6.389.523)	(25.805.283)	
Otros Pasivos	7.043	(511.137)	
Total pasivos	5.451.698	(12.362.712)	
Total diferencia en cambio	\$ 58.256.989	\$ (82.139.811)	

30. Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de la Compañía actualizadas por el método de participación patrimonial es el siguientes:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 3.549.361	\$ (628.448)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	1.624.948	985.658
Enel X Way Colombia S.A.S. (*)	34.611	530.042
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (**)	(4.339)	(2.682.199)
Colombia ZE S.A.S. (***)	(6.604.903)	(8.035.410)
Total	\$ (1.400.322)	\$ (9.830.357)

(*) La variación obedece a la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. aprobada el 26 de septiembre de 2025.

(**) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión que la Compañía tenía en Crédito Fácil Codensa S.A. a febrero de 2025, al 31 de diciembre de 2025 la compañía se encuentra liquidada.

(***) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión que la Compañía tenía en Colombia ZE S.A.S. a mayo de 2025, mes en el cual se firmó contrato de compraventa de las acciones que la Compañía poseía.

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2025	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 154.167.182	\$ 126.462.738
Generadora de Occidente, S.A.	35.807.765	42.868.063
Renovables de Guatemala, S.A.	28.811.374	3.158.415
Enel Guatemala S.A.	9.599.970	393.580
Tecnoguat, S.A.	1.845.535	627.991
Generadora Montecristo, S.A. (*)	1.770.281	5.718.792
Enel Costa Rica CAM S.A. (**)	286.817	16.658.402
Enel Renovable S.R.L.	98.861	58.513
Total	\$ 232.387.785	\$ 195.946.494

(*) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión a abril de 2025 en Generadora Montecristo, S.A. antes del proceso de fusión por absorción con la compañía Generadora de Occidente, S.A.

(**) La variación se presenta principalmente por la disminución en el resultado de compañía P.H. Chucás S.A. de USD2.35 millones en 2024 versus USD0.20 millones en 2025, lo cual se ve reflejado en Enel Costa Rica CAM S.A. por la participación que esta tiene sobre esa compañía.

31. Resultado en venta 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	\$ (40.482.563)	\$ (16.744.455)
Total	\$ (40.482.563)	\$ (16.744.455)

Al 31 de diciembre 2025 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(40.482.563), correspondientes a:

Bajas con efecto en pérdida por \$(44.696.454) distribuidas así:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- Bajas Chemesky y Tumawind \$(26.712.644).
- Transformadores de distribución \$(9.479.487).
- Inventario cíclico 2025 distribución \$(4.090.810).
- Sinistros de enero a diciembre \$(3.457.569).
- Plantas generación \$(807.324).
- Venta predio Choachí \$(148.620).

Bajas con efecto en utilidad por \$4.213.891 por ventas distribuidas así:

- Venta Colombia ZE \$2.960.059.
- Venta predio Facatativá \$532.161.
- Venta Predio La Catalina \$482.309.
- Venta Predio Calle 118 \$239.362.

32. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del periodo, 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 corriente Renta	\$ 1.240.552.466	\$ 1.058.345.798
Impuesto de renta años anteriores	9.131.448	(11.107.695)
Movimiento impuesto diferido	209.544.680	32.888.919
Movimiento impuesto diferido años anteriores	(13.294.063)	(4.628.546)
	\$ 1.445.934.531	\$ 1.075.498.476

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2025 y 2024 del 32.30%.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 Enel Colombia	\$ 3.030.007.352		\$ 2.251.936.168	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.445.934.531		1.075.498.476	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	4.475.941.882		3.327.434.644	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	1.566.579.659	35,00%	1.164.602.125	35,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (1)	9.520.483	0,21%	10.694.254	0,32%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	67.088.763	1,50%	23.297.733	0,70%
Método de participación patrimonial (3)	(78.666.216)	-1,76%	(63.817.397)	-1,92%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	-	0,00%	9.939.361	0,30%
Deducción especial Ley 1715 (4)	(111.615.864)	-2,49%	(127.889.616)	-3,84%
Deducción activos fijos reales productivos	(646.796)	-0,01%	(475.946)	-0,01%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(1.921.530)	-0,04%	2.789.857	0,08%
Intereses presuntos	25.058	0,00%	120.724	0,00%
Deducción adicional discapacitados	(17.937)	0,00%	(17.326)	0,00%
Dividendos recibidos CAM	12.985.016	0,29%	33.857.676	1,02%
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%
Descuento tributario (5)	(15.781.958)	-0,35%	(27.950.251)	-0,84%
Windpeshi (6)	(5.295.247)	-0,12%	70.772.594	2,13%
Tumawind y Chemesky Bajas (6)	9.497.276	0,21%	-	0,00%
Capitalización coberturas	(1.653.560)	-0,04%	-	0,00%
Ajuste renta año anterior	(4.162.616)	-0,09%	(15.736.241)	-0,47%
Total diferencias permanentes	(120.645.128)	-2,70%	(89.103.649)	-2,68%
Gasto por impuesto a las ganancias	\$1.445.934.531	32,30%	\$1.075.498.476	32,32%

- 1) Al 31 diciembre de 2025 y 2024 corresponde al gravamen a los movimientos financieros por \$9.520.483 y \$10.694.254, respectivamente.
- 2) La variación de 2025 versus 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, contingencia por contratos celebrados con entidades del exterior, deterioros, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.
- 3) Al 31 de diciembre de 2025 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. y Enel X Way Colombia S.A.S.
- 4) Al 31 de diciembre 2025 corresponde al beneficio de la Ley 1715 de 2014 por inversión en fuentes no convencionales de energía para los proyectos solares La Loma, Fundación y El Paso.
- 5) Al 31 de diciembre 2025 y 2024 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: donaciones por \$983.257 y \$659.750, respectivamente, descuentos por impuestos pagados en Centroamérica por \$14.798.701 y \$24.917.100 e inversión en ciencia y tecnología por \$0 y \$2.373.401.
- 6) 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.

33. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2025, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(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
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
Utilidad por acción básica (*)	\$ 20.347	\$ 15.122

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

34. 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
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ (116.725)	\$ (447.626)
Pérdidas 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
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	(494.406.189)	617.409.223
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	(118.031.989)	107.031.002
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	(118.031.989)	107.031.002
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(3.744.769)	(56.098.554)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(3.744.769)	(56.098.554)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (5)	39.745.316	(37.460.852)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	39.745.316	(37.460.852)
Total otro resultado integral	\$ (576.437.631)	\$ 630.880.819

- (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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

	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)	-	-
Saldo final al 31 de diciembre	\$ (49.909.486)	\$ (15.039.737)	\$ (9.435.719)	\$ (74.668.630)	\$ (15.110.787)	\$ (7.363.290)

- (3) Al 31 de diciembre de 2025 corresponde al reconocimiento de MPP de 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.

35. 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:

	Al 31 de diciembre de 2025			
	(En EUR)	(En US Dólares)	(En Reales Brasileños)	(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)
Posición pasiva, neta	\$ (2.672.217)	\$ (1.782.102)	\$ (365.143)	\$ (18.779.884)

	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)
Posición pasiva, neta	\$ (4.601.533)	\$ 2.250.520	\$ (11.086.201)

36. Sanciones

En el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía tiene en curso las siguientes sanciones:

Procesos judiciales por sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 N° 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía 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

Al 31 de diciembre de 2025, el proceso se encuentra al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones N° 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 N° 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución N° 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable a la Compañía 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, fue impuesta a la Compañía 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 N° 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a Enel Colombia S.A.E.S.P., 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. Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la sanción 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 la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 N° 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución N° 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 Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 N° 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra la Compañía, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que la Compañía 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 la suma de \$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) La Compañía fue notificada de la Resolución N° 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. 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, la Compañía fue notificada 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

2. Resolución 4761 del 20 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 690 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 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 No. 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 del 2024, mediante la cual se impone multa de \$532.263, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°.3484 de 17 de noviembre de 2023. 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, la Compañía fue notificada 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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, la Compañía fue notificada 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 No. 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 No. 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 No. 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 No.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, la Compañía fue notificada de la Resolución N° 4924 del 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía, 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, la Compañía fue notificada 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, por \$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, la Compañía fue notificada 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-Meliáceas*), 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, por \$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, la Compañía fue notificada 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 contra la Resolución No. 1212 del 25 de junio de 2025, que declaró la responsabilidad ambiental de la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía, y no fue notificada 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 esta 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 2025, 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 N° SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios resolvió sancionar con una multa por \$242.459, por considerar que, durante mayo de 2020, la Compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción. El 13 de agosto de 2024 fue admitida la demanda.

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 Domiciliarios resolvió sancionar con multa por \$433.333, por considerar que la Compañía 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 embargo, 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 la Compañía 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 2026, el cual a la fecha no ha sido resuelto por la autoridad.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

37. Pólizas de seguro

La Compañía adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14) cuenta con las siguientes son las pólizas de seguros:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
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 Colpatria S.A.
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 37.814.016	10/11/2026	SBS Seguros Colombia S.A.

38. Compromisos y contingencias

a. Compromisos de compra

La Compañía al 31 de diciembre de 2025, tiene compromisos por compra de energía (a precios corrientes), 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
Total	\$ 14.352.420.336	\$ 5.261.808.289	\$ 125.598.651	\$ 140.371.781	\$ 19.880.199.057

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

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
Total	\$ 658.516.227	\$ 2.458.336.915	\$ 3.116.853.142

b. Convenio estación elevadora Canoas

Al 31 de diciembre de 2025 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del proyecto, y los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a una apreciación de la Compañía durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información.

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras perimetrales de 100%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100%, suministro de equipos 95% y montaje de equipo electromecánico 95%, aproximadamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

- 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 entrada en operación 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 100% el 15 de octubre de 2025.
 - ✓ Operación asistida. A partir de abril 2026 hasta octubre de 2026; y en adelante, entrará en operación comercial.

c. Litigios y Arbitrajes

La Compañía 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 la Compañía 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 como eventuales la Compañía al 31 de diciembre de 2025, son:

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 la Compañía, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión actual: \$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. La Compañía 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 a la Compañía, 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, la Compañía 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 a la Compañía. 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 la Compañía.

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 de la Compañía, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

2. Litigio cobro coactivo de Alumbrado Público con la UAESP.

Estado actual y situación procesal: El 13 de junio de 2025 la Compañía desistió de la demanda presentada contra el auto No. 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, la Compañía 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, la Compañía radicó solicitud de revocatoria directa que fue negada mediante Resolución 684 del 15 de septiembre de 2025.

El 26 de septiembre de 2025 la Compañía 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 el 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 la Compañía, y la UAESP no contiene, 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, quienes 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, la Compañía presentará una solicitud de acumulación para incorporar al trámite el acuerdo conciliatorio relacionado con la Resolución 173 de 2025.

El 11 de febrero la Compañía radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, contra las Resoluciones 237 y 463 de 2025, con el fin de mitigar cualquier riesgo procesal en relación con el termino de suspensión de la caducidad de la acción.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

d. Acción Popular de Comepez - Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Fallo de primera instancia fue desfavorable a la compañía. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía sigue 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 31 de diciembre 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, incluida la Compañía, 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, la Compañía 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.

Mediante auto del 28 de octubre de 2025, el Juzgado requirió a la Compañía 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. La Compañía 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 la Compañía, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Dentro del término procesal, la Compañía 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 la Compañía, 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 a la Compañía, en el marco del trámite en el que la Compañía 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 la Compañía. 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, 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 la Compañía presentó recurso contra dicho auto. El 25 de julio de 2025, el

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía, 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. La Compañía 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:

El 27 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, declarando falta de jurisdicción y ordenó al circuito de Garzón. La compañía presentó recurso de reposición y subsidio de apelación. El 22 de abril rechaza recursos por improcedentes y remite a juzgado 1 civil del circuito de Garzón.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía, 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, la Compañía presentó réplica a esa solicitud.

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 la Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Estado actual y situación procesal: En trámite de segunda instancia.

El 26 de marzo de 2025, se profiere Sentencia de segunda instancia favorable a la Compañía, 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, la Compañía 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 la Compañía presentó la respectiva réplica.

w. Reparación directa de Lorena Amaya Betancourth 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 la Compañía 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 13 de Julio de 2025.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 lo 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, la Compañía 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.

Al 31 de diciembre de 2025 está pendiente de que se remita el expediente a dicho Tribunal para resolver definitivamente sobre el Juzgado competente para conocer del proceso y así continuar con el trámite del proceso.

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 Reconversión 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, la Compañía 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, el proceso se encuentra terminado.

aa. Incidente de desacato en el marco de la Sentencia del Rio Bogotá, por la Central Termozipa.

Fecha de inicio: 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 Rio Bogotá, La Compañía 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 de la Compañía, 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 la Compañía. 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 de la Compañía 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 la Compañía 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 a la Compañía 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, la Compañía solicitó aclaración de la sentencia, la cual fue resuelta el 15 de agosto de 2025. El 21 de agosto de 2025 la Compañía interpuso recurso de apelación, concedido en efecto suspensivo ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca y admitido para trámite por esta Corporación por auto del 1º de octubre de 2025. Al 31 de diciembre de 2025, el expediente se encuentra al Despacho para la sentencia de segunda instancia.

ac. Acción popular Orlando Beltran Cuellar.

Fecha de inicio: 2010.
Pretensión: indeterminada.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Estado actual y situación procesal: acción popular dirigida a la suspensión de la licencia ambiental Quimbo solicitando que se condene a la Compañía 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 la compañía. 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 otros.

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, incluida la Compañía, por daños causados por la contaminación del embalse El Muña debido al bombeo de aguas del río Bogotá. La Compañía 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 Gerdau Dliaco S.A.S. 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía 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.

39. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía 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 de la Compañía.
- 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 de la Compañía.

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 separado.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre de 2025 la compañía 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

(*) 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 la Compañía 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 de la Compañía 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, La Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares, euros para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos), disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad). A cierre de diciembre de 2025 la Compañía tenía contratadas coberturas netas de tipo de cambio en USD por \$98.042.416, y en EUR por \$240.734.

Riesgo de “commodities”

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

La Compañía compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. 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.

La Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

(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

La Compañía 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 periodo 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				Total 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	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 2.167.552.598	\$ -	\$ 2.167.552.598	\$ 251.755.096	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 251.755.096
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
Bonos emitidos (capital + intereses)	29.295.182	69.201.010	98.496.192	-	-	-	-	-
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)	14.584.044	19.967.202	34.551.246	69.437.539	60.986.625	59.543.086	61.954.388	251.921.638
Total	\$2.420.523.161	\$2.006.391.332	\$4.426.914.493	\$4.166.781.633	\$3.114.198.981	\$4.234.192.855	\$61.954.388	\$11.577.127.857

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito, mediante políticas y procedimientos establecidos.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía 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 la compañía.

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. La compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de la Compañía (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 la Compañía.

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, 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 calificador 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

La Compañía 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 de las compañías y establecer un enfoque basado en principios.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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 la Compañía utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

40. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, 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.

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 al 31 de diciembre de 2025 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$839.807 los cuales están a disposición de la Compañía, 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, la Compañía, 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 de la Compañía, pero como parte de su operación.

Al 31 de diciembre de 2025 la valoración de Trading para la Compañía cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (168.336)	5
Total		\$ (168.336)	5

La disminución en las operaciones de trading corresponde a que durante el cuarto trimestre del 2025 se han liquidado 17 operaciones y no se han generado nuevos contratos.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

41. 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	\$ 1.879.429.190	\$ 1.886.657.322
Total de activos	\$ 1.879.429.190	\$ 1.886.657.322
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios	\$ 8.715.623.248	\$ 8.816.217.543
Bonos emitidos	981.486.441	933.252.944
Obligaciones por leasing	266.265.547	222.629.447
Total de pasivos	\$ 9.963.375.236	\$ 9.972.099.934
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 22.740.431	\$ 77.564.104
Total de activos no financieros	\$ 22.740.431	\$ 77.564.104

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valores razonables
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.011.419.552	\$ 2.018.745.041
Total de activos	\$ 2.011.419.552	\$ 2.018.745.041
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valores razonables
Préstamos Bancarios	\$ 8.095.165.099	\$ 8.468.550.901
Bonos emitidos	1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing	240.939.672	209.944.804
Total de pasivos	\$ 10.081.275.110	\$ 10.417.220.596
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valores razonables
Bonos de Carbono	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
Total de activos no financieros	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110

- (1) La Compañía 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. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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 CO₂, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2015 – 2018 por \$10.333.523; 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2019 y 2020 por \$15.045.043; 1.167.444 certificados emitidos de 2022 por reducción de emisiones CO₂ por \$12.832.060; 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO₂ por \$20.126.566; 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO₂ por \$13.196.050; y 230.906 certificados emitidos a junio de 2025 por reducción de emisiones CO₂ 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 CO₂ con impacto en el inventario por \$(54.823.673). (Ver Nota 9).

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre 2025, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera separado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

A 31 de diciembre de 2025:

Activos financieros

Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez

Nivel 3
\$ 45.575

Instrumentos derivados (ver nota 5)

Pasivos financieros (2)

Instrumentos derivados (ver nota 15)

Nivel 2
\$ 24.540.814
\$ 7.916.233

A 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros

Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez

Nivel 3
\$ 162.299

Instrumentos derivados (ver nota 5)

Pasivos financieros (2)

Instrumentos derivados (ver nota 15)

Nivel 2
\$ 50.385.716
\$ 2.832.573

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de la Compañía 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.

42. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Activos financieros	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 1.695.832.186	\$ 183.597.004	\$ 1.960.126.018	\$ 51.293.534
Efectivo y equivalentes al efectivo	785.557.794	-	897.063.334	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	25.930.895	2.100.000	22.390.355	-
Otros activos financieros	57.276.484	-	25.278.245	-
Total activos financieros a costo amortizado	\$ 2.564.597.359	\$ 185.697.004	\$ 2.904.857.952	\$ 51.293.534
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros activos financieros	29.173.682	45.575	2.545.921	162.299
Total activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	\$ 29.173.682	\$ 45.575	\$ 2.545.921	\$ 162.299
Valor razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	24.540.814	-	50.385.716	18.716.231
Total activos financieros a valor razonable con cambios en ORI	\$ 24.540.814	\$ -	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231
Pasivos financieros				
Pasivos financieros	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.434.917.129	\$ 8.528.458.107	\$ 2.033.705.965	\$ 8.047.569.145
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.167.552.598	251.755.096	1.984.237.157	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	98.496.192	-	146.617.519	21.087.548
Total pasivos financieros a costo amortizado	\$ 3.700.965.919	\$ 8.780.213.203	\$ 4.164.560.641	\$ 8.068.656.693
Valor razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	7.891.790	24.443	2.832.573	-
Total pasivos financieros a valor razonable con cambios en ORI	\$ 7.891.790	\$ 24.443	\$ 2.832.573	\$ -

43. Segmentos de operación

La Compañía se ha 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 de la Compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el Comité de Dirección y la Junta Directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, la Compañía 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"> Generación de energía, y Comercialización de gas Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> Distribución y comercialización de Energía Servicio de alumbrado público (infraestructura) y Otros negocios.

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 y 2024.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la Compañía descritas en el capítulo correspondiente.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo
enero – diciembre de 2025

	Segmentos al 31 de diciembre de 2025			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 5.771.716.864	\$ 8.688.705.763	\$ -	\$ 14.460.422.627
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	734.977.913	246.771.619	(981.749.532)	-
Ingresos de actividades ordinarias	6.506.694.777	8.935.477.382	(981.749.532)	14.460.422.627
Aprovisionamientos y servicios	(2.826.869.521)	(4.935.740.288)	981.749.532	(6.780.860.277)
Depreciación y amortización	(364.255.559)	(577.838.630)	-	(942.094.189)
Gastos de personal	(253.713.343)	(351.526.337)	-	(605.239.680)
Otros ingresos (costos)	(258.655.839)	(332.761.295)	-	(591.417.134)
Ingresos por intereses	34.256.124	104.929.113	-	139.185.237
Gastos por intereses	(609.420.931)	(741.031.200)	-	(1.350.452.131)
Diferencias en cambio	9.254.583	1.848.265	-	11.102.848
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	232.387.785	(1.400.322)	-	230.987.463
Resultados en venta y disposición de activos	(27.037.660)	(13.444.903)	-	(40.482.563)
Otros rubros no monetarios:	6.851.565	(62.061.883)	-	(55.210.318)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	6.851.565	(62.061.883)	-	(55.210.318)
Utilidad antes de impuestos	2.449.491.981	2.026.449.902	-	4.475.941.883
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(731.550.710)	(714.383.821)	-	(1.445.934.531)
Utilidad neta	\$ 1.717.941.271	\$ 1.312.066.081	\$ -	\$ 3.030.007.352

Resultados por segmentos para el periodo
enero – diciembre de 2024

	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.805.526.713	\$ 8.660.417.852	\$ -	\$ 15.465.944.565
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	700.592.820	235.345.462	(935.938.282)	-
Ingresos de actividades ordinarias	7.506.119.533	8.895.763.314	(935.938.282)	15.465.944.565
Aprovisionamientos y servicios	(4.870.302.144)	(5.179.192.200)	935.938.282	(9.113.556.062)
Depreciación y amortización	(311.108.482)	(615.699.424)	-	(926.807.906)
Gastos de personal	(211.683.524)	(305.950.198)	-	(517.633.722)
Otros ingresos (costos)	(283.108.120)	(204.229.403)	-	(487.337.523)
Ingresos por intereses	42.512.263	137.983.026	-	180.495.289
Gastos por intereses	(512.019.683)	(633.498.990)	-	(1.145.518.673)
Diferencias en cambio	(17.053.209)	(6.829.613)	-	(23.882.822)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	195.946.493	(9.830.356)	-	186.116.137
Resultados en venta y disposición de activos	(2.135.340)	(14.609.115)	-	(16.744.455)
Otros rubros no monetarios:	(209.200.844)	(64.439.340)	-	(273.640.184)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(209.200.844)	(64.439.340)	-	(273.640.184)
Utilidad antes de impuestos	1.327.966.943	1.999.467.701	-	3.327.434.644
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(361.821.907)	(713.676.569)	-	(1.075.498.476)
Utilidad neta	\$ 966.145.036	\$ 1.285.791.132	\$ -	\$ 2.251.936.168

Posición financiera por segmentos al
Al 31 de diciembre de 2025

	Segmentos al 31 de diciembre de 2025		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 14.464.480.926	\$ 8.233.688.372	\$ 22.698.169.298
Activos intangibles	269.854.684	287.132.227	556.986.911
Cuentas por cobrar	637.880.415	1.269.579.670	1.907.460.085

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

Posición financiera por segmentos al

Al 31 de diciembre de 2025

Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas
Otros activos

Total activos operativos

Otros pasivos financieros

Cuentas por pagar

Provisiones

Otros pasivos

Total pasivos operativos

Segmentos al 31 de diciembre de 2025

3.026.930.587	19.965.812	3.046.896.399
225.989.260	1.411.911.986	1.637.901.246
18.625.135.872	11.222.278.067	29.847.413.939
5.412.505.595	4.558.785.874	9.971.291.469
1.338.674.125	1.179.129.761	2.517.803.886
1.148.910.539	67.273.565	1.216.184.104
793.033.963	753.100.991	1.546.134.954
\$ 8.693.124.222	\$ 6.558.290.191	\$ 15.251.414.413

Posición financiera por segmentos al

Al 31 de diciembre de 2024

Propiedades, planta y equipo
Activos intangibles
Cuentas por cobrar
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas
Otros activos

Total activos operativos

Otros pasivos financieros

Cuentas por pagar

Provisiones

Otros Pasivos

Total pasivos operativos

Segmentos al 31 de diciembre de 2024

Generación	Distribución	Total
\$ 13.652.034.627	\$ 6.744.320.479	\$ 20.396.355.106
314.733.684	318.659.828	633.393.512
610.851.794	1.422.958.113	2.033.809.907
3.454.688.103	48.816.932	3.503.505.035
807.717.905	1.294.168.775	2.101.886.680
18.840.026.113	9.828.924.127	28.668.950.240
4.947.493.814	5.136.613.869	10.084.107.683
1.312.947.146	838.995.078	2.151.942.224
910.849.296	56.469.981	967.319.277
775.449.887	485.153.174	1.260.603.061
\$ 7.946.740.143	\$ 6.517.232.102	\$ 14.463.972.245

44. Temas Relevantes

Constitución y liquidación 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 7 de julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la Compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi, ubicado en el departamento de La Guajira. Esta venta se 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.

Proceso Consalt International

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral en el proceso iniciado por Consalt International contra la Compañía, 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. La Compañía presentó demanda de reconversión en contra de Consalt International, alegando incumplimientos en la ejecución del contrato la devolución del anticipo y la ejecución de la cláusula penal.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

El Tribunal Arbitral negó las reclamaciones de Consalt International. En cuanto a las reclamaciones de la Compañía estas fueron aceptadas y, en consecuencia, se ordenó a Consalt International pagar a favor de la Compañía, 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, la Compañía 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 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, la Compañía 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 la Compañía 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 Photovoltaic.

Línea de crédito sostenible BBVA

El 11 de septiembre de 2025 la Compañía 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.

Los recursos provenientes de este crédito serán destinados a financiar parcialmente la construcción de los Parques Solares Guayepo III y Atlántico Photovoltaic.

Cambio de gerente línea de negocio Retail Enel Colombia y Centroamerica

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, la compañía eligió al Señor Muñoz Hoyos como Gerente de Retail para Colombia y Centroamérica.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Separados
(En miles de pesos colombianos)

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. En consecuencia y conforme a estos registros, la sociedad se encuentra liquidada al 31 de diciembre de 2025.

Obligaciones para financiar construcción de parque solares

El 26 de noviembre de 2025, la Compañía 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 III y Atlántico Photovoltaic.

Actos colectivos de trabajo

El día 1 de diciembre de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P., firmó con el Sindicato de Trabajadores de la Energía de Colombia - SINTRAELECOL - la nueva Convención Colectiva de Trabajo, la cual regulará las relaciones laborales entre la Compañía 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.

45. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía 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.

46. Eventos Subsecuentes

Proceso Alumbrado UAESP

En audiencia realizada el 05 de febrero de 2026, la procuraduría concluyó que el acuerdo entre la Compañía 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 la Compañía radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, contra las Resoluciones 237 y 463 de 2025. **(Ver nota 38 contingencias).**

Asimismo, 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 de la Compañía por el año terminado en esa fecha.