

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS **2024**

enel

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

Al y por el año terminado al 31 diciembre de 2024.

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023).

(Con el informe de Revisor Fiscal)

Build the
FUTURE through

SUSTAINABLE

POWER.

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

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

Opinión

He auditado los estados financieros consolidados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (el Grupo), los cuales comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y los estados consolidados de resultados, de otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables materiales y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros consolidados que se mencionan, y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2024, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

Bases para la opinión

2

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

Asuntos clave de auditoría

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

Otros asuntos

Los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por mí y en mi informe de fecha 29 de febrero de 2024, expresé una opinión sin salvedades sobre los mismos.

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

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

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

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

3

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

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

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

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros consolidados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.

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

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

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



Andrea Rodríguez Mur

Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.

T.P. 145083 - T

Miembro de KPMG S.A.S.

27 de febrero de 2025

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.263.347.284	\$ 1.629.477.082
Otros activos financieros	5	78.287.593	19.687.046
Otros activos no financieros	6	138.659.531	109.126.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.170.927.317	2.610.259.197
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	19.169.872	15.835.483
Inventarios, neto	9	479.094.168	534.984.310
Activos mantenidos para la venta	10	223.732.802	424.508.688
Activos por impuestos de renta	11	226.278.857	106.062.126
Total activo corriente		\$ 4.599.497.424	\$ 5.449.940.129
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	397.444.539	365.208.600
Otros activos no financieros	6	296.002.330	284.702.340
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	55.197.479	57.254.678
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	12	38.191.677	54.740.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.381.569.510	1.499.261.575
Propiedades, planta y equipo, neto	14	23.985.785.460	21.758.779.814
Plusvalía	15	124.405.298	107.840.122
Activos por impuestos diferidos	16	17.451.587	18.156.518
Total activo no corriente		\$ 26.296.047.880	\$ 24.145.944.365
Total activo		\$ 30.895.545.304	\$ 29.595.884.494
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	2.043.751.158	2.180.692.213
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.214.971.726	3.070.227.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	263.610.890	266.929.547
Provisiones	19	235.666.326	225.473.844
Pasivos por impuestos	20	109.400.332	410.178.227
Otros pasivos no financieros	21	320.340.027	348.170.207
Provisiones por beneficios a los empleados	22	122.446.682	132.366.206
Total pasivo corriente		\$ 5.310.187.141	\$ 6.634.037.418
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	8.099.894.923	7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	200.110.384	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	247.174.332	246.389.316
Provisiones	19	761.875.252	218.923.985
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	137.786	-
Provisiones por beneficios a los empleados	22	360.381.970	507.362.135
Pasivos por impuestos diferidos	16	674.791.075	528.135.092
Total pasivo no corriente		\$ 10.344.365.722	\$ 8.995.509.078
Total pasivo		\$ 15.654.552.863	\$ 15.629.546.496

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)
 (En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Patrimonio			
Capital emitido	23	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.783.197.947	1.851.635.302
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		475.585.340	(155.295.479)
Utilidad del periodo		2.251.936.168	1.938.215.238
Utilidades retenidas		744.783.131	545.026.954
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		5.741.995.326	5.228.518.219
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 14.211.572.054	\$ 13.135.651.483
Participaciones no controladoras		1.029.420.387	830.686.515
Total patrimonio		15.240.992.441	13.966.337.998
Total pasivo y patrimonio		\$ 30.895.545.304	29.595.884.494

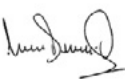
Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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



Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal



Signed by Luz
 Dary Sarmiento
 Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 145083-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

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

Estado de Resultados Consolidado, por Naturaleza

(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)

(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 16.926.709.713	\$ 16.599.096.186
Otros ingresos de operación	24	128.890.711	136.446.838
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		17.055.600.424	16.735.543.024
Aprovisionamientos y servicios	25	(9.715.484.745)	(8.944.834.260)
Margen de contribución		\$ 7.340.115.679	\$ 7.790.708.764
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	170.873.631	159.315.474
Gastos de personal	26	(577.461.267)	(558.918.794)
Otros gastos fijos, por naturaleza	27	(877.090.068)	(777.500.373)
Resultado bruto de operación		6.056.437.975	6.613.605.071
Depreciaciones y amortizaciones	13 , 14 y 28	(1.128.371.969)	(1.028.988.218)
Pérdidas por deterioro	29	(302.166.868)	(671.976.080)
Resultado de operación		4.625.899.138	4.912.640.773
Ingresos financieros	30	198.369.001	304.019.639
Gastos financieros	30	(1.208.234.963)	(1.517.114.220)
Diferencia en cambio, neto	30	(19.315.605)	13.080.752
Resultado financiero, neto		(1.029.181.567)	(1.200.013.829)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	31	(9.201.908)	29.644.491
Resultados en venta y disposición de activos, neto	32	(17.492.841)	(10.676.327)
Resultados antes de impuestos		3.570.022.822	3.731.595.108
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(1.209.678.799)	(1.779.677.101)
Utilidad del período		\$ 2.360.344.023	\$ 1.951.918.007
Utilidad atribuible			
A los accionistas		2.251.936.168	1.938.215.238
Participación no controlada		108.407.855	13.702.769
Resultado del período		\$ 2.360.344.023	\$ 1.951.918.007
Resultado por acción básica y diluida			
Ganancia por acción básica y diluida		15.122	13.016
Número de acciones ordinarias en circulación	34	148.913.918	148.913.918

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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



Signed by

FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli

Representante Legal



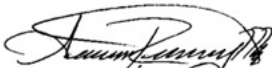
Signed by Luz

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 27 de febrero de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado del Otro Resultado Integral Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)
 (En miles de pesos colombianos)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Resultado del período	\$ 2.360.344.023	\$ 1.951.918.007
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(447.626)	(2.618.023)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	155.401.746	(120.537.047)
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del período, antes de impuestos	617.409.223	(992.673.270)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	107.031.002	(420.290.854)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(56.098.554)	41.443.631
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período	(37.460.852)	135.279.022
Total otro resultado integral	630.880.819	(1.236.241.471)
Resultado Integral Total	\$ 2.991.224.842	\$ 715.676.536
Utilidad atribuible:		
A los accionistas	2.882.816.987	701.973.767
Participación no controlada	108.407.855	13.702.769
Utilidad del período	\$ 2.991.224.842	\$ 715.676.536

8

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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



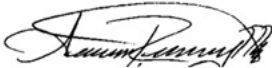
Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
 Representante Legal



Signed by Luz
 Dary Sarmiento
 Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 145083-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 27 de febrero de 2025)

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

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)

(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado integral								
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total otro resultado integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio	Participaciones no controladoras	Total patrimonio	
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 381.958.956	\$ 1.146.052.277	\$ 1.882.254.998	\$ 278.975.223	\$ (117.352.484)	\$ 919.323.253	\$ 1.080.945.992	\$ 5.997.936.967	\$ 15.171.931.398	\$ 1.141.436.872	\$ 16.313.368.270	
Resultado integral																		
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.938.215.238	1.938.215.238	13.702.769	1.951.918.007	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	-	(1.236.241.471)	-	(1.236.241.471)	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	1.938.215.238	701.973.767	13.702.769	715.676.536	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.707.633.986)	(2.738.253.682)	(103.332.902)	(2.841.586.584)	
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(221.120.224)	(221.120.224)	
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(1.236.241.471)	(769.418.748)	(2.036.279.915)	(310.750.357)	(2.347.030.272)	
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.228.518.219	\$ 13.135.651.483	\$ 830.686.515	\$ 13.966.337.998	
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.228.518.219	\$ 13.135.651.483	\$ 830.686.515	\$ 13.966.337.998	
Resultado integral																		
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.251.936.168	2.251.936.168	108.407.855	2.360.344.023	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	-	630.880.819	-	630.880.819	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	2.251.936.168	2.882.816.987	108.407.855	2.991.224.842	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)	(1.003.479)	(1.807.899.903)	
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	91.329.496	91.329.504	
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	69.122.524	99.303.192	462.455.103	630.880.819	513.477.107	1.075.920.571	198.733.872	1.274.654.443	
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 282.901.905	\$ 1.146.052.277	\$ 1.783.197.947	\$ 60.467.892	\$ (97.142.708)	\$ 512.260.156	\$ 475.585.340	\$ 5.741.995.326	\$ 14.211.572.054	\$ 1.029.420.387	\$ 15.240.992.441	

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

Alejandro Barragan Osorio

Signed by
Alejandro Barragan Osorio

Alejandro Barragan Osorio

Representante Legal

enel

Signed by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Carlos Eduardo Puentes Suavita

Contador Público

Tarjeta Profesional 145927–T

Jose Fernando Rodriguez Alfaro

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 281326-T

Miembro de KPMG S.A.S.

(véase mi informe del 17 de marzo de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado de Flujo de Efectivo Consolidado, Método Directo
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 16.181.018.259	\$ 15.651.032.822
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	201.915.997	190.528.399
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	16.892.757	72.319.869
Otros cobros por actividades de operación	2.552.908.774	2.664.774.263
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(9.472.802.666)	(9.357.779.530)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(617.991.197)	(407.473.332)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas.	(82.558.433)	(59.550.037)
Otros pagos por actividades de operación	(2.835.438.064)	(2.009.534.539)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	5.943.945.427	6.744.317.915
Intereses recibidos	-	11.592.278
Impuestos a las ganancias pagados	(1.557.209.523)	(1.967.460.984)
Otras (salidas) de efectivo	(184.689.137)	(229.983.734)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	4.202.046.767	4.558.465.475
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	244.080.809
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	(2.606.240)
Importe procedente de la venta de propiedades, planta y equipo	24.035.369	24.746.589
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(2.395.078.961)	(2.808.436.523)
Compras de otros activos a largo plazo	-	(14.955.682)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(46.064.897)	(219.181.786)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	41.472.983	48.031.171
Intereses recibidos actividades inversión	56.994.240	115.028.899
Otras entradas (salidas) de efectivo	28.357.057	(88.211.636)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(2.290.284.209)	(2.701.504.399)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	2.985.574.000	4.068.293.823
Préstamos de entidades relacionadas	-	149.060
Pago de préstamos	(2.216.836.042)	(1.683.818.642)
Dividendos pagados accionistas	(1.854.979.526)	(2.807.362.347)
Intereses pagados financiación	(1.067.496.564)	(978.424.348)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF 16)	(28.255.082)	(31.306.763)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(50.318.312)	(42.658.262)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(70.969.679)	(73.486.556)
Otras entradas de efectivo financiación	25.388.849	105.787.243
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(2.277.892.356)	(1.442.826.792)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(366.129.798)	414.134.284
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.629.477.082	1.215.342.798
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	\$ 1.263.347.284	\$ 1.629.477.082

10

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

Alejandro Barragan Osorio
Signed by
Alejandro Barragan Osorio
Alejandro Barragan Osorio
Representante Legal

enel
Signed by Carlos
Eduardo Puentes
Suavita
Carlos Eduardo Puentes Suavita
Contador Público
Tarjeta Profesional 145927-T

Jose Fernando Rodriguez Alfaro
Jose Fernando Rodriguez Alfaro
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 281326-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(véase mi informe del 17 de marzo de 2025)

Contenido

1. Información general	13
2. Bases de presentación.....	38
3. Políticas contables	48
4. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	68
5. Otros activos financieros.....	70
6. Otros activos no financieros	74
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	75
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	81
9. Inventarios, neto.....	87
10. Activos mantenidos para la venta.....	89
11. Activos por impuesto de renta.....	90
12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	91
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	93
14. Propiedades, Planta y Equipo, neto.....	97
15. Plusvalía	106
16. Impuestos diferidos, neto	107
17. Otros pasivos financieros.....	110
18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	125
19. Provisiones	127
20. Pasivos por impuestos corrientes.....	136
21. Otros pasivos no financieros	139
22. Provisiones por beneficios a los empleados.....	140
23. Patrimonio	147
24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación.....	148

25. Aprovevisionamientos y servicios.....	152
26. Gastos de personal.....	154
27. Otros gastos fijos, por naturaleza.....	155
28. Gastos por depreciación, amortización.....	157
29. Pérdidas por deterioro.....	157
30. Resultados financieros	159
31. Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación.....	162
32. Resultado en venta y disposición de activos, neto	163
33. Gasto por impuesto a las ganancias.....	163
34. Utilidad por acción	165
35. Resultado integral	165
36. Activos y pasivos en moneda extranjera	166
37. Sanciones	167
38. Otros seguros	171
39. Compromisos y contingencias	172
40. Gestión de riesgos.....	188
41. Mercado de derivados energéticos.....	192
42. Información sobre valores razonables	193
43. Categorías de activos y pasivos financieros	195
44. Segmentos de Operación	195
45. Temas relevantes	199
46. Aprobación de estados financieros.....	202
47. Eventos subsecuentes.....	202

1. Información general

1.1. Ente Económico

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

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

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

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 31 de diciembre de 2024 es:

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

13

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

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

Los estados financieros consolidados, incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Tipo de participación directa

Compañía	% Participación económica
Enel Costa Rica CAM S.A.	100,00%
Enel Guatemala S.A.	99,99%
Enel Panamá CAM S.R.L.	99,97%
Generadora de Occidente S.A.	99,00%
Generadora Montecristo S.A.	99,99%

Compañía	% Participación económica
Enel Renovable S.R.L. (*)	0,99%
Tecnoquat S.A.	75,00%
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

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

Tipo de participación indirecta

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

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

» Colombia

• Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

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

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

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

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

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

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

» Costa Rica

• Enel Costa Rica CAM S.A.

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

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

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte de 31 de diciembre de 2024, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

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

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

» Panamá

• Enel Panamá CAM S.R.L.

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

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

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

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por cinco (5) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 31 de diciembre de 2024.

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

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

• **Enel Fortuna S.A.**

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

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

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

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

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

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

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

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.

- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 diciembre de 2024, la compañía tiene un total de 54 empleados permanentes.

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

• **Enel Renovable S.R.L.**

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

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

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

El 01 de agosto de 2024, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No.15,670 de 23 de julio de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renovable S.R.L. (sociedad absorbente) y Jaguito Solar 10MW, S.A. (sociedad absorbida).

» **Guatemala**

• **Enel Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 31 de diciembre de 2024 es:

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

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

• **Generadora de Occidente S.A.**

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

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

La aportación social de Generadora de Occidente S.A. a corte de 31 de diciembre de 2024 es:

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

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

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

• **Tecnoguat S.A.**

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

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

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 31 de diciembre de 2024 es:

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

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

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

• **Generadora Montecristo S.A.**

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

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

La composición accionaria de Generadora Montecristo S.A. a corte del 31 de diciembre de 2024 es:

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

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

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

• **Renovables de Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 31 de diciembre de 2024 es:

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

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

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

1.1.1. Capacidad Instalada

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

Colombia

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

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

* Inicio de operación comercial: noviembre de 2024

** Inicio de operación comercial: junio de 2024.

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

Nota: Actualmente en construcción/pruebas el proyecto solar Guayepo III.

Centroamérica

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Fortuna	Hidráulica	300	Panamá
Madre Vieja	Solar	31	Panamá
Baco	Solar	30	Panamá
Esperanza	Solar	26	Panamá
Jaguito	Solar	13	Panamá
Chiriqui	Solar	12	Panamá
Milton Solar	Solar	10	Panamá
Sol Real	Solar	11	Panamá
Estrella Solar	Solar	8	Panamá
Sol De David	Solar	8	Panamá
Vista Alegre	Solar	8	Panamá
Caldera Solar	Solar	5	Panamá
Palo Viejo	Hidráulica	88	Guatemala
El Canadá	Hidráulica	46	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucás	Hidráulica	50	Costa Rica
Rio Volcán	Hidráulica	17	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	14	Costa Rica

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y diciembre de 2024 fueron de 60,5 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular GNV en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P. se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

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

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

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

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatría S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida. Al 31 de diciembre de 2024, se encuentra en el proceso de liquidación respectivo. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024, previo a la liquidación de la Newco que se hará durante el primer trimestre de 2025.

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

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

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

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

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

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

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

Energía Eléctrica

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

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

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

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

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de

2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos de diciembre 1° de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1° de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

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

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

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

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2024:

En enero de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 101 036 de 2024, en el que habilita la contratación directa de energía para proteger a los usuarios regulados de los altos precios en la bolsa de energía durante el Fenómeno de El Niño.

La Resolución crea una modalidad de contrato denominado "Contrato pague lo contratado condicionado a la Generación Ideal no Comprometida en Contratos (PCG)", que se podrá suscribir bilateralmente hasta el 1° de marzo de 2024, y que tendrán una duración máxima hasta el 28 de febrero de 2026. Las cantidades máximas para contratar serán incluidas en el límite de compras propias de la Res. CREG 130 de 2019, el cual no se flexibiliza, y los precios resultantes de los contratos se podrán trasladar a la tarifa de los usuarios regulados, dentro de unos límites anuales.

En el mismo mes, y de manera concomitante con la norma antes mencionada, la CREG publicó la Resolución 101-034 de 2024, "Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN". Esta norma definitiva, que tiene carácter transitorio de 6 meses, tiene como fin el de facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño, mediante la flexibilización temporal de las exigencias regulatorias requeridas para esta entrega. Lo anterior, para plantas menores, autogeneradores y cogeneradores con capacidad superior a 1 MW.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 101 035 de 2024, en cumplimiento del artículo 5 del Decreto 0929 de 2023, en la que flexibiliza los requerimientos del factor de potencia capacitivo que deben cumplir las instalaciones de los usuarios de acuerdo con el nivel de tensión al que se conectan. Lo anterior, implica que la energía reactiva a ser cobrada a los usuarios disminuiría proporcionalmente de acuerdo con los nuevos límites de factor de potencia y sus consumos.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en firme la Resolución 105 007 de 2024, en los que se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997, con el propósito de fijar criterios para determinar e investigar las desviaciones significativas del consumo. La empresa deberá iniciar una investigación por desviación significativa cuando el consumo del usuario en un mes se encuentre más de tres (3) desviaciones estándar por encima del promedio histórico. Cuando el consumo esté por encima del límite superior, sólo se cobrará al usuario el consumo promedio de los últimos seis (6) meses y cuando esté por debajo del límite inferior, la empresa cobrará al usuario el consumo medido.

En febrero de 2024 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40042 de 2024, que incluye medidas como: (i) modificar los lineamientos sobre la solicitudes de cambios de las FPO y las garantías para proyectos de generación, cogeneración, autogeneración enmarcada en el proceso de asignación de capacidad de transporte, (ii) modificar las garantías asociadas a los proyectos de las subasta de contratación a largo plazo, (iii) dar libertad a los agentes para la modificación de los contratos de suministro de energía suscritos en las subastas de 2019 y 2021, y (iv) ampliar la definición de almacenamiento de energía establecida en la Resolución 40156 de 2022 del MME.

En el mes de abril de 2024, el MME expidió tres resoluciones con el objetivo de hacer gestión de corto plazo para buscar mitigar los efectos que tuvo sobre el Sistema Interconectado Nacional el Fenómeno El Niño 2023-2024. La Resolución 40115/24 dispuso ampliar las medidas tomadas desde el año pasado en el sentido de restringir las exportaciones de energía al Ecuador, las cuales deben partir únicamente a partir de plantas de generación térmica a partir de combustibles líquidos y de plantas térmicas despachadas centralmente. Esta norma tenía vigencia hasta el 31 de julio de 2024.

Por otra parte, la Resolución 40116/24 estableció que se debe incorporar dentro del despacho diario de generación, una meta mínima de generación térmica, y en este esquema, el MME definirá semanalmente la cantidad de generación térmica diaria necesaria, según recomendaciones del Centro Nacional de Despacho (CND). La medida estuvo vigente hasta el 31 de mayo de 2024. Finalmente, la Resolución 40132/24, dispone que el CND programará en el despacho y redespacho las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que sean despachadas centralmente, en la base del programa de generación, y que estas plantas FNCER despachadas centralmente no serán objeto del cálculo de desviaciones ni de la liquidación de estas.

Esta última norma estuvo acompañada de la Resolución CREG 101 040-24, sobre liquidación de desviaciones para plantas variables y una nueva causal de redespacho, como medidas transitorias para aumentar la oferta de energía en el fenómeno del Niño; con esta Resolución, la medida tomada para las desviaciones de plantas tuvo vigencia hasta el 30 de junio de 2024.

En el mismo mes la CREG publicó las resoluciones 101-037 y 101-038 de 2024, buscando continuar programas de apoyo a la viabilidad financiera de corto plazo de las empresas comercializadoras del país. La primera norma dispone ampliar la aplicación transitoria de la flexibilización del cálculo de garantías sobre los contratos en el Mercado de Energía Mayorista del 30 de abril de 2024 al 31 de julio de 2024, establece formas en las que el agente comercializador debe informar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) su acogimiento o no a esta medida, y ordena al ASIC realizar los ajustes a las garantías del mes de mayo de 2024 en el siguiente ajuste semanal. La segunda norma expedida ha dispuesto permitir por quinta oportunidad a algunos agentes comercializadores que difieran el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), en cuanto a los cobros por generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; este quinto tramo de obligaciones que se generen comprenderá el periodo de marzo a junio de 2024, con un plazo para pago de 18 meses a partir de julio de 2024. Debemos resaltar que Enel Colombia S.A. E.S.P., en su rol de comercializador, continúa con la restricción para acogerse a estos tramos, dada su capacidad instalada de generación, y en cuanto a su rol como generador y distribuidor, podrían aumentarse los montos por recuperar que han sido diferidos por los agentes comercializadores con las anteriores definiciones de los Tramos 1, 2, 3 y 4.

Igualmente, en abril la CREG publicó en firme la Resolución 101-041 de 2024, mediante la cual estableció medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24. La medida definitiva establece: (i) no se ajustará el precio de oferta, si como resultado del predespacho

ideal, la planta hidráulica con reserva disponible mayor a 20 días está presente en todos los períodos en los cuales declaró disponibilidad, (ii) en caso contrario, se ajustará su precio de oferta con el precio de la planta hidráulica despachada centralmente con menor precio de oferta, adicionado en 15 \$/kWh. Lo anterior no aplica si el embalse tiene un nivel igual o inferior al Nivel de ENFICC Probabilístico (nivel mínimo que necesita tener un embalse para que una planta asociada pueda generar su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad base), (iii) la norma tuvo vigencia hasta el 11 de mayo de 2024.

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó para comentarios el proyecto de Resolución 701 038 de 2024 mediante el cual propone la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional: en él se desagregan los costos reportados por cada agente, se proponen los costos a reconocer, se determina la eficiencia de cada comercializador a través de modelo de eficiencia, se propone un esquema de incentivos de calidad del servicio, y se actualizan las variables del costo variable de la actividad de comercialización (riesgo de cartera, riesgo financiero y margen operacional).

En el mes de mayo de 2024 el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 0484 de 2024, en el cual se dictan disposiciones normativas sobre la disponibilidad de gas natural para satisfacer la demanda de las plantas térmicas, buscando incorporar nueva energía al sistema, durante los eventos de baja hidrología determinados por el MME, conforme a los criterios del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM y el CND. En resumen: (i) se va a emplear la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV), ofrecido por los productores después de atender a la demanda esencial de gas natural, (ii) se utilizarán criterios de eficiencia basados en el consumo específico en MBTU/MWh (heat rate) de las plantas generadoras que garanticen el mejor uso del gas natural con destino al suministro de energía eléctrica ofertada por éstas al SIN y este gas natural no podrá comercializarse a un precio superior al que fue contratado, y (iii) los transportadores podrán comercializar la Capacidad Disponible Primaria en cualquier momento en las condiciones de duración que ellos definan.

25

Cabe destacar también que, en mayo de 2024, la Resolución 2402 publicada en Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena Año XLI Número 5482, adopta los Reglamentos Operativo, Comercial y de responsabilidades del Coordinador Regional asociado a las transacciones internacionales del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) a partir del 1 de julio de 2026.

En junio de 2024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 – 043 de 2024 mediante la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 189 de 2019 y se resuelve la solicitud de aprobación de proyectos para zonas interconectables para el año 2023. A la fecha, dicha Resolución fue recusada por parte del Grupo.

Igualmente, en junio de 2024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 – 044 de 2024 mediante la cual se aprobó el plan de inversión en proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por Enel Colombia S.A. E.S.P., para el año 2024.

En el mismo mes de junio de 2024, mediante la Resolución CREG 701-049 de 2024, la Comisión publica envió para comentarios de los agentes una Resolución mediante la cual somete nuevamente a consideración un esquema de intervención al precio de bolsa similar al discutido bajo la propuesta 701-028 de 2023. En esta ocasión la CREG tiene en consideración un concepto de abogacía de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio, que fue enviado a la CREG en el mes de mayo de 2024. La medida propuesta, en lugar de fijar un techo fijo de 532 \$/kWh (con referencia a las plantas térmicas a gas), como se planteó en enero pasado, ahora considera un proceso para verificación y ajuste al máximo precio de oferta (MPO), en donde este MPO horario se ajustará con el precio ofertado por la última planta térmica que no sea inflexible.

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la Resolución 101 044 de 2024 que ajustó el cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los proyectos solares fotovoltaicos cuando sólo se usa información secundaria, aplicable para proyectos que deseen participar en algún mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) sin contar con el requisito de tener un año de medición in situ. La

norma indica que el valor de ENFICC no podrá ser superior al valor de ENFICC calculado conforme al artículo 6 de la Resolución CREG 101 007 de 2023 multiplicado por un valor de 0.8. (antes el factor era de 0.6).

En el mismo mes la CREG emitió la Resolución CREG 101 046 de 2024, complementando las alternativas de cesión de Obligaciones de Energía Firme para plantas en construcción. En la medida se permite la cesión multianual de OEF por 1 o 2 años para plantas en construcción sin depender de subastas de reconfiguración. También es aplicable para plantas existentes con Energía Disponible Adicional (EDA). La OEF se puede cubrir con la sumatoria de las EDA mensual de varias plantas y/o la ENFICC de una o varias plantas a riesgo. El agente que ceda la OEF se le aplazará el Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO) 1 o 2 años. La fecha de finalización de la vigencia de la OEF no cambia.

En agosto de 2024 fue expedida la Ley 2407 que promueve la eficiencia energética. Establece lineamientos para que las entidades estatales implementen planes de uso eficiente de la energía, crea la figura de Compradores con Capacidad de Gestión Energética (CCGE), impulsa los certificados para construcciones sostenibles y promueve la implementación de AMI.

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

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

En el mes de agosto de 2024 el Ministerio de Minas y Energía decidió establecer una suspensión temporal (hasta el 31 de agosto) de los procesos de Limitación de Suministro mediante la Resolución 40307 de 2024. La medida cubrió a empresas con Áreas Especiales, y que se encontrarán en proceso de recuperación de saldos de la Opción Tarifaria, y cuyo consumo en las áreas especiales fuera superior al 30% de su demanda regulada atendida. Esta norma, por cuenta de la Resolución MME 40409/24 queda luego prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2024, o hasta cuando la CREG emita regulación que mitigue efectos de la limitación de suministro.

Durante el mismo mes el Ministerio de Minas y Energía emitió nuevas medidas para la exportación de energía, a través de la Resolución 40330 de 2024. La medida estableció que las exportaciones de energía eléctrica se generarán únicamente con alguna (o una combinación de algunas) de las siguientes alternativas (si no estuvieron en el despacho económico nacional): Plantas térmicas con combustibles líquidos, Plantas térmicas despachadas centralmente, cualquier planta del SIN.

Igualmente, en agosto de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas flexibilizó por un periodo de 3 meses la penalización de desviaciones de generación en plantas variables, mediante la Resolución 101-047 de 2024. Para el caso de las plantas de generación variable, la medida transitoria dispuso que su desviación diaria y horaria sea equivalente a cero. El periodo de aplicación de la medida es ampliable por la CREG.

El 12 de septiembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada por parte de la CREG del auto de pruebas 319 de 2024, el cual surtió del recurso de reposición interpuesto por el Grupo en contra de la Resolución CREG 501 043 de 2024. Lo citado es parte del proceso de la solicitud de aprobación del plan de inversiones de 2023 – 2027 de la actividad de distribución de energía eléctrica. Básicamente el auto consiste en: i) brindar acceso, y lectura de la información de unidades constructivas especiales, ii) ajustar el campo de kilómetros de uno de los formatos reportados. Al respecto, Enel Colombia S.A. E.S.P. dio respuesta a la Comisión dentro del plazo señalado.

El 16 de septiembre de 2024 la CREG publica el auto 330, indicando el inicio de la actuación administrativa mediante la cual establecerá las metas de calidad media del servicio para Enel Colombia S.A. E.S.P., de acuerdo con la metodología de la Circular CREG 053.

En el mes de septiembre de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la Resolución 101-049 de 2024 publicó una medida que abrió la posibilidad de ajustes a la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos de generación en proceso de construcción. Los proyectos podrán ajustar su FPO mediante varias opciones: por aumento de garantías, por razones de fuerza mayor, o por atrasos de las obras de expansión.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 101-055 de 2024, "Por la cual se complementa la regla de evaluación de la condición del sistema en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía establecido en la Resolución CREG 026 de 2014". La modificación se produce con el objetivo de que el CND pueda reevaluar de manera expedita los niveles de alerta y de condición del sistema en cualquier momento, previa solicitud del regulador. En caso de que la evaluación indique una situación de riesgo, el CND informará a la CREG para iniciar la aplicación del Estatuto. La norma dispuso igualmente que, de manera independiente y con sus propios análisis, el CNO también pueda solicitar el cambio de condición.

A finales de septiembre del 2024 la CREG emitió la Circular CREG 072 de 2024 mediante la cual confirma el cambio del estado del sistema de Vigilancia a Riesgo manifestado por el Centro Nacional de Despacho y el Consejo Nacional de Operación. De acuerdo con el cambio del sistema, se dará inicio al mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad en los términos de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014.

En el mes de octubre de 2024, la CREG publicó la Resolución No.101-052 de 2024, "Por la cual se ajustan los lineamientos de la declaración y actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento, NPV, y Nivel de ENFICC probabilístico, NEP, de que trata la Resolución CREG 036 de 2010". La norma plantea nuevas reglas asociadas a la declaración de los parámetros NPV y NEP de las plantas hidráulicas, indicando para el caso del NPV que el reporte deberá hacerse al Centro Nacional de Despacho antes de la entrada en operación comercial de una planta, y cuando se identifiquen cambios en la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de una planta hidráulica por: i) obras en el embalse, ii) una restricción ambiental sustentada por autoridad ambiental, iii) condición física en el embalse sustentada en estudios, o iv) trasvases. En el caso del NEP, este se deberá declarar y actualizar cuando la ENFICC Base de una planta hidráulica cambie, o cuando los agentes tengan restricciones temporales de tipo operativo en sus embalses.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución CREG 101 056 de 2024 que establece la corrección sobre el cálculo del Precio de Oferta Ajustado que se estima para la aplicación del Mecanismo para el Sostenimiento de la Confiabilidad (Resolución CREG 026 de 2014). La modificación establece utilizar el mayor precio ofertado para el día por las plantas térmicas, agregándole el precio de arranque-parada variabilizado con la menor disponibilidad declarada diferente de cero para los períodos horarios del día multiplicada por 24, enmendando así la disposición anterior, que lo hacía para una sola hora, elevando el valor del precio ajustado. La aplicación de la norma tuvo un carácter retroactivo, dado que se utilizó para la liquidación y facturación de las transacciones del mes de septiembre antes del vencimiento de la correspondiente factura.

Igualmente, en octubre la CREG publicó la Resolución 101-058 de 2024, "Por la cual se adoptan medidas transitorias en el Mercado de Energía Mayorista ante la declaración de un racionamiento programado de gas". Con esta nueva Resolución, la CREG establece reglas que definen el tratamiento transitorio de desviaciones de Obligaciones de Energía Firme, una regla transitoria para las plantas o unidades de generación que reciben el gas racionado de otra planta o unidad de generación, y una regla para fijar un techo a las ofertas para el despacho diario y control de frecuencia en la generación.

Finalizando octubre, la CREG publicó una nueva modificación al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026 de 2014), mediante la Resolución en firme 101-059 de 2024. La nueva norma determinó: i) Modificar el Precio de Oferta Ajustado, estableciendo una regla que evalúa el costo-eficiencia para seleccionar el precio de oferta ajustado de las plantas hidráulicas, ii) Modificar el esquema de evaluación del estado de riesgo, estableciendo que la evaluación y publicación de los niveles del sistema se realizará diariamente cuando el nivel diario del embalse útil del Sistema Interconectado Nacional se encuentre en un rango entre el valor de la senda de referencia y un punto porcentual (1%) del embalse útil por debajo de esta, iii) Cambios en el Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, estableciendo ahora un mecanismo de desempate de plantas hidráulicas, dentro de las reglas para la venta y embalse de energía, iv) Definir una regla para casos en que se presenta Demanda No Cubierta (DNC) en el esquema del cargo por confiabilidad, y vi) Establecer una regla para la generación térmica objetivo ante racionamientos programados de gas.

En el mes de noviembre de 2024, la CREG publicó la Resolución CREG 101 061 de 2024 por la cual se amplía la suspensión del cobro por desviaciones para plantas variables hasta el 30 de abril del 2025. Es importante mencionar que previamente se habían suspendido en dos ocasiones: i) Resolución CREG 101 040 de 2024 suspendió dicho cobro hasta el 30 de junio del 2024, y ii) Resolución CREG 101 047 de 2024, que suspendió dicho cobro desde el 21 de agosto del 2024 hasta el 21 de noviembre del 2024.

En el mismo mes de noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-063 de 2024, "Por la cual se ajusta el artículo 6 de la Resolución CREG 026 de 2014". Esta nueva norma introduce modificaciones al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, en particular para introducir parámetros de salida del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad. De acuerdo con las condiciones de seguimiento de la hidrología del SIN en esos días, el 20 de noviembre fue el último día de aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, finalizándose así el periodo de riesgo de desabastecimiento que vivió el país desde el 30 de septiembre de 2024.

Igualmente, en noviembre, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40494 de 2024 "Por la cual se reactivan las exportaciones de electricidad y se modifica la Resolución 40410 de 2024 que adopta medidas transitorias para garantizar la demanda nacional". Con esta medida, el Ministerio reactivó las exportaciones al Ecuador, dando prioridad a la generación de plantas térmicas despachadas centralmente. La medida también considera que, para estas exportaciones, se podrá habilitar adicionalmente los excedentes de autogeneración con combustibles líquidos a través de los lineamientos que establezca el Ministerio.

En noviembre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 1403 de 2024, "Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal". De la nueva norma se destaca: i) Para los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red, no se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión a las redes, ni tendrán distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando no entreguen energía a través de la red, ii) El Ministerio definirá las reglas para entrega de excedentes o para consumir energía en sitios diferentes a los de producción, iii) La CREG evaluará la pertinencia en la aplicación o no del pago del cargo de Transmisión en aquellos casos donde la energía producida y el consumo se encuentren en el mismo SDL o en el mismo STR o que, en general, no utilicen dicho sistema, y iv) Los autogeneradores a gran escala y los productores marginales deberán suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten.

En noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-062 de 2024, "Por la cual se convocan subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 y se modifican otras disposiciones". Con este acto administrativo, se dio inicio formal a este proceso de reconfiguración de las OEF, buscando incrementar la oferta de energía para los periodos previstos por la norma.

En diciembre de 2024, la CREG publicó la Resolución 101-066 de 2024, "Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones". Esta nueva norma entra a definir dos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, así como también modifica algunos aspectos de la metodología del cargo, destacando entre las medidas: i) La condición crítica se define cuando el precio de bolsa es mayor a alguno de los precios de escasez y se exige la OEF dependiendo el precio de escasez asociado a la obligación asignada, ii) El grupo de plantas que respaldan sus OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible se les aplica un Precio de Escasez Superior (PES) que corresponde al Precio Marginal de Escasez, y iii) El grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%, se les aplica un Precio de Escasez Inferior (PEI) que dependerá de un valor de referencia (359 \$/kWh) que se modifica dependiendo de la variación del precio de referencia del carbón. Es importante señalar que tanto el PES como el PEI se aplicará a las asignaciones de OEF para nuevos periodos. Para el caso de las OEF previamente asignadas para los periodos 2024-2025, 2025-2026 y 2026-2027 que hacen parte del grupo de plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables, podrán optar por acogerse a una transición de corto plazo que implica recibir la remuneración de un nuevo cargo por confiabilidad determinado por el ASIC.

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40554 de 2024, “Por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología”. Esta medida establece por segunda vez el esquema de meta diaria de generación térmica observada en marzo de 2024, para preservar la confiabilidad de la operación del sistema, de cara en este caso a enfrentar el periodo de verano comprendido entre el 1 de diciembre de 2024 y el 30 de abril de 2025. La vigencia de la nueva norma se ha previsto hasta el 31 de julio de 2025, dejando la posibilidad al MME de informar de la suspensión, prórroga, terminación anticipada o reactivación de la aplicación de estas medidas.

También en diciembre de 2024 el Ministerio de Minas y Energía publicó los decretos 1539 y 1540 de 2024, reglamentando la gobernanza con participación étnica de las transferencias del sector eléctrico con destino a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras (decreto 1539) y a comunidades indígenas (decreto 1540) ubicadas en áreas con potencial diferencial de sol y viento.

Aspectos Ambientales

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

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

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

El contenido se divide en tres secciones (libros):

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

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

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

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

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

En pro de la Gestión del Cambio Climático, es importante destacar que la Asamblea Departamental de Cundinamarca expidió en junio del 2023 la Ordenanza 0112/2023 “Por la cual se adopta la Política Pública de Gestión Integral del Cambio Climático del departamento de Cundinamarca 2023-2050, y se dictan otras

disposiciones". Esto con la finalidad de articular las estrategias de manera permanente con el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) para la implementación y seguimiento de la política pública a través de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) y a nivel territorial bajo las orientaciones del Nodo Regional Centro Oriente Andino.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En diciembre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los términos de referencia para la elaboración del estudio técnico que sustenta la solicitud de sustracción de áreas de reserva forestal

del orden nacional y regional, para el desarrollo de actividades declaradas por Ley de utilidad pública o interés social, a través de la Resolución 1075 del 11 de diciembre de 2024.

Gas Natural

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

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

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

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

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

En el mes de mayo de 2024 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) dió a conocer el Informe de Reservas y Recursos – IRR 2023. Este informe, que viene elaborándose desde febrero pasado, con el cumplimiento de pasos previamente establecidos por normas del MME y la ANH, entra a confirmar la situación decreciente en cuanto a reservas probadas de gas, y destaca que, de acuerdo con la visión presentada por la ANH, serán los recursos contingentes los que entren a ofrecer soluciones de abastecimiento de gas nacional en el mediano y largo plazo, en especial por los hallazgos de reservas en el año 2022 y 2023.

En junio de 2024, la CREG publica la Resolución CREG 102-007 de 2024, mediante la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020. Esta Resolución se publica con el objetivo de lograr mayor competencia y encontrar un equilibrio entre la comercialización de gas del Mercado Primario, la comercialización de excedentes del gas del Mercado Secundario y la comercialización de gas obtenido en el exterior. La medida tendrá vigencia hasta el 31 de agosto de 2024.

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la Resolución 102-008 de 2024, mediante la cual realizó modificaciones a la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural. En la norma, se

introduce el procedimiento para determinar el cubrimiento por deuda en dólares dentro de los gastos de AOM. El cargo definido para esta finalidad, incluyendo el cubrimiento eficiente, aplica únicamente por un periodo de 60 meses. También se determinó incorporar en la formulación de los cargos fijos y variables que remuneran las inversiones el reconocimiento de un costo de oportunidad al activo que termina el periodo de vida útil normativo.

En el mismo mes, y de acuerdo con el Cronograma de declaración de producción de gas natural 2024-2033, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 662 de 2024, dando así a conocer la declaración de producción de Gas Natural para el periodo 2024-2033 realizada por los productores, productores comercializadores de gas natural y comercializadores de gas natural importado.

En el mes de agosto, la CREG publicó de manera definitiva la Resolución 102-009 de 2024, "Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020". Esta Resolución tiene como fin central lograr la contratación del suministro en firme de todo el gas potencialmente producible a la fecha, de corto, mediano y largo plazo. Los cambios se centran en definir criterios para obtener flexibilidad que permita mayor autonomía por parte de los agentes en la manera en que se negocia el suministro.

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá

Mercado Eléctrico Regional-MER

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

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

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

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

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.
- Los agentes del mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.

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

El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR que incluye las redes nacionales. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

- (a) Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF).

Es importante mencionar que los Contratos Firmes requieren indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos.

El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

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

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

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

Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central ("SIEPAC")

El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW.

El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red ("EPR"), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

En julio de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica publica la Resolución CRIE-22-2024, la cual aprueba un cambio de definición de la Línea SIEPAC presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A., respecto al proyecto denominado "Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de Agua Caliente y Sandino" y al proyecto denominado "Segundo circuito de la línea SIEPAC entre las subestaciones de La Virgen y Fortuna". Con esta modificación, se actualiza el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER. La Resolución en mención no tiene efecto en nuestras operaciones.

En septiembre de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) publicó la Consulta Pública 03-2024 para modificar en el Reglamento del Mercado Regional (RMER) sobre aspectos relacionados a los contratos firmes (CF) y los contratos no firmes físico flexibles (CNFFF); con el objetivo de mejorar la gestión en periodos de escasez de ofertas de inyección.

Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada en las leyes números 7200 del 2015 y 7508 de 1995.

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

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

La empresa estatal ICE, es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.°8345.

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

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

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

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

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

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

Adicionalmente, la Ley 10086 de 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

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

Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función dictar la política energética, planes de expansión de la generación y la transmisión, aplicar la Ley general de electricidad (LGE); entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas; entre otras.

El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el mercado mayorista mediante el cumplimiento del reglamento del AMM y sus normativas. El mercado mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el sistema eléctrico nacional (SEN), el cual está integrado por el sistema nacional interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

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

En el mercado mayorista, se transan dos productos; i) Potencia que se liquida de forma mensual y ii) Energía que se liquida de forma horaria.

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

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones de 34.5 kW y 13.8 kW. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

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

En enero de 2024 el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM) publicó en firme el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2024–2054 y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024–2054. Estos documentos fueron presentados indicando de manera central que, con el cumplimiento de este plan, se busca alcanzar la meta del 99,99% por ciento de cobertura eléctrica para el año 2032, y que las inversiones asociadas a este cumplimiento, al ser de largo plazo, tienen un tiempo de ejecución de hasta cuatro años. Igualmente se explicó por parte del MEM que el primer plan (Generación 24–54) plantea un hito muy importante de cara a la próxima licitación de generación PEG 05–2024, dado que la misma se debe lanzar este año con el objetivo de adjudicar nuevas plantas de generación para el 2030, ya que ese año se vencen los contratos por más de 1.065 MW de las tres distribuidoras más importantes del país y esos contratos se deben sustituir por nuevas plantas. El foco del plan de generación estará en los recursos renovables, dado el gran potencial hidroeléctrico aprovechable del país, pero también geotérmico, eólico y solar, así como un gran potencial de gas natural específicamente en Petén.

En el mes de febrero de 2024, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE) publicó dos resoluciones de relevancia, referentes a los servicios de reserva rodante y reserva fría. Por un lado, la Resolución CNEE-44-2024, mediante la cual aprueba la Resolución 3099-02 de 2023 del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), deroga unas disposiciones transitorias tomadas en diciembre de 2020 que modificaban la Norma de Coordinación Operativa No. 4 (Criterios de calidad y niveles mínimos de servicio), particularmente en aspectos relacionados con el servicio de Reserva Rodante Operativa (RRO). Por otra parte, la Resolución CNEE-50-2024, da aprobación a varias medidas en cuanto a la incorporación del servicio complementario de Reserva Fría (RF), contenidas en las resoluciones Nos 3117-01, 3117-02, 3117-03 y 3117-04 de 2024, del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), mediante las cuales el AMM determina realizar cambios a varias normas de coordinación operativa y comercial del mercado.

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

En octubre de 2024, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de Guatemala aprobó mediante Resolución CNEE-231-2024, la propuesta normativa remitida por el AMM para la determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio y la habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial. Contempla las modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 14 y 2 Normas de Coordinación Operativa (NCO 1 Y 4).

Panamá

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

La Ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de transmisión, distribución, comercialización y generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el mercado de contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

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

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

37

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

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

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

En enero de 2024 fueron presentados dos proyectos de ley para modificar el Marco regulatorio e institucional del servicio de electricidad. Posteriormente, en febrero fueron unificados en un solo texto. El proyecto contiene disposiciones principalmente para mejorar la calidad del servicio y disminuir las tarifas. Aún está en etapa preliminar, por lo que deberá surtir todas las discusiones y votaciones para convertirse en ley.

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

En ese mismo mes, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos publicó la Resolución AN No.19112-Elec que aprueba las modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad para la introducción de la utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para las Centrales de Generación Renovables.

En mayo 2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos publicó la Resolución AN No.19248-Elec que aprueba el Procedimiento para definir los mecanismos para incorporar los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Principal de Transmisión.

En julio de 2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos publicó la Resolución AN No.19360-Elec que aprueba el Procedimiento para definir los mecanismos para incorporar los Sistemas de Almacenamiento con Baterías en Clientes Finales con Carga Crítica. La Resolución en mención no tiene efecto en las operaciones del Grupo.

En el mes de agosto de 2024, el Poder Ejecutivo emite el Decreto N0.478 del 5 de agosto de 2024, en el cual se instruye regresar la Oficina de Electrificación Rural (OER) al Ministerio de la Presidencia a partir de 1 de enero de 2025. Además, consignará en el presupuesto anual una partida para garantizar la ejecución de los proyectos que surjan de la OER. La Resolución en mención no tiene efecto en nuestras operaciones.

En el mes de octubre de 2024, la Secretaría Nacional de Energía mediante la Resolución No. MI-PRE-2024-0033084 recomienda adoptar las medidas para la contratación de potencia y energía, a corto plazo, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica. La misma contempla una contratación máxima de 60 meses y fija precios máximos de contratación tanto en potencia como energía.

En noviembre 2024, por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) publica la Resolución AN No. 19666-ELEC, con la aprobación del Documento de Licitación presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al Acto de Concurrencia LPI No. ETESA 02-24 para la contratación a corto plazo del suministro de sólo potencia y sólo energía para el periodo comprendido del 1 de marzo de 2024 al 28 de febrero de 2030, que atenderá los requerimientos de las empresas EDEMET, EDECHI y ENSA; bajo los lineamientos definidos en la Resolución No. MIPRE-2024-0033084.

En diciembre de 2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución AN No. 19747-ELEC, aprueba la celebración de la Consulta Pública No.18-2024-Elec para la propuesta de Modificación del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, publica la Resolución AN No. 19753-ELEC de la Audiencia Pública 17-2024-Elec para considerar la "Propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión en los títulos: VII- Régimen Tarifario de Transmisión, IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión y XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada.

En el mes de diciembre 2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución AN No. 1375-ADM, fija en 0.8139% la tasa de control, vigilancia y fiscalización que deben pagar los prestadores del servicio público de electricidad en el año 2025.

2. Bases de presentación

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

Los estados financieros consolidados de propósito general incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

2.1. Principios contables

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros consolidados de propósito general, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2027

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

NIIF 17 Contratos de Seguros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Reglas del pilar dos de la OCDE

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

mulgada que implementa las reglas modelo del Pilar Dos, incluida la ley tributaria que implementa las reglas calificadas. impuestos internos mínimos complementarios descritos en dichas normas. Las modificaciones exigen que las empresas afectadas revelen:

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

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

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

Enmienda de la NIC 21–Falta de intercambiabilidad

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

Enmiendas de la NIIF 9 y la NIIF 7–Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros

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

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

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

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

NIIF 18 “Presentación y revelación en estados financieros”

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

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

- la estructura del estado de resultados con subtotales definidos;
- requisito de determinar la estructura resumida más útil para presentar los gastos en el estado de resultados;
- revelaciones requeridas en una sola nota dentro de los estados financieros para ciertas medidas de desempeño de ganancias o pérdidas que se informan fuera de los estados financieros de una entidad (es decir, medidas de desempeño definidas por la administración); y
- principios mejorados sobre agregación y desagregación que se aplican a los estados financieros principales y notas en general.

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

NIIF 19 “Subsidiarias sin responsabilidad pública: revelaciones”

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

Una subsidiaria es elegible si:

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

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

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

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 a revelar relacionada con el clima.

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

Las normas requieren que:

- (a) 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
- (b) en la medida de lo posible, los supuestos utilizados para preparar la información se basen en las mismas bases que los estados financieros.

2.6. Estimados y criterios contables

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

- Las estimaciones se refieren básicamente a:
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (Ver Nota 3.1.11.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.1.5. y 3.1.6.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.1.7. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.1.1.2.2.).

- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación (Ver Nota 3.1.14.).
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como; las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación, (Ver Nota 3.1.14.).
- Las variaciones en los ingresos y cuentas por cobrar originados de los cambios tarifarios y/o entrada en vigencia de opciones tarifarias y componentes de ajustes en la tarifa de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental principalmente de las centrales y nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.1.9.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados de propósito general (Ver Nota 3.1.10).
- Las obligaciones de desmantelamiento cuando existe el requerimiento legal de hacerlo se estiman con base en la vida útil de la central y/o parque.

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

2.7. Entidades filiales

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

Enel Colombia S.A. E.S.P., tiene poder sobre su filial cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

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

2.8. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que el Grupo controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso

del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

Operación conjunta: Acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

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

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

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

2.9. Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

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

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

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

2.10. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la

capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

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

Para cada combinación de negocios, la sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

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

- (2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
- (3) Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
- (4) Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
- (5) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.
- (6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación

en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

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

2.11. Moneda funcional y de presentación

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

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el COP es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes.

Debido a lo anterior, el COP refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

2.12. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del peso colombiano se realiza del siguiente modo:

- (a) Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.
- (b) Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- (c) El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral.

Tipos de cambio:

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

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$ US	\$ 4.409,15 \$	4.074,43

3. Políticas contables

3.1. Políticas contables aplicables a los estados financieros consolidados

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

3.1.1. Instrumentos financieros

3.1.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

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

3.1.1.2. Activos financieros

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

3.1.1.2.1. Instrumento de deuda

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

(a) Activos financieros al costo amortizado

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

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

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

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

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

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos

que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.1.1.2.2. Instrumento de patrimonio

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

3.1.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura.

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

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

El Grupo designa ciertos derivados como:

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

El Grupo documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. El Grupo además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

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

(a) Coberturas de valor razonable

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

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

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

(b) Coberturas de flujos de efectivo

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

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

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

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

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

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

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

3.1.1.3. Pasivos financieros

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

3.1.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras)

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

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

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

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

3.1.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

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

3.1.1.5. Cuentas por pagar comerciales

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

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

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

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

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

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

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

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

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

3.1.1.7. Compensación de instrumentos financieros

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

3.1.1.8. Valores razonables de inversiones

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

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

3.1.2. Concesiones

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- i) Métodos de producto que reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de las mediciones directas del valor para el cliente de los bienes o servicios transferidos hasta la fecha en relación con los bienes o servicios pendientes comprometidos en el contrato.

ii) Métodos de recurso reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de los esfuerzos o recursos de la entidad para satisfacer la obligación de desempeño (por ejemplo, recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, costos incurridos, tiempo transcurrido u hora de maquinaria utilizada) en relación con los recursos totales esperados para satisfacer dicha obligación de desempeño.

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

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

3.1.3. Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.4. Activos corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

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

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

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

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

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

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

3.1.5. Activos Intangibles

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

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

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

(a) Gastos de investigación y desarrollo

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

(b) Otros activos intangibles

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

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

Clase de Intangible	dic-24	dic-23
Colombia		
Derechos (*) y servidumbres	30	30
Costos de desarrollo	7	6
Licencias	4	3
Programas informáticos	3	3
Panamá		
Licencias	1	1
Concesión	24	26

Clase de Intangible	dic-24	dic-23
Guatemala		
Licencias	0	3
Activos de Contrato	0	8
Costos de desarrollo	7	-
Programas informáticos	2	-
Otros activos identificables	3	-
Costa Rica		
Costos de desarrollo	7	8
Programas informáticos	2	-
Otros activos identificables	2	3

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

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

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

3.1.6. Propiedades, planta y equipo

55

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

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

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

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

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

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

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

El Grupo, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos. La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. El Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	dic-24	dic-23
Colombia		
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	55
Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27
Torres de medición eólica	2	3
Estaciones solares	22	7
Paneles y Misceláneos	27	26
Subestaciones	25	25
Red de alta tensión	34	34
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	20	21
Edificios	45	46
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9
Activos por derecho de uso		
Edificios	34	35
Terrenos	26	27
Vehículos	2	1
Panamá		
Plantas solares	22	24
Planta hidroeléctrica	18	24
Arrendamientos financieros		
Terrenos	30	30
Edificios	15	18
Vehículos	1	3
Guatemala		
Edificio	14	15
Activos hidroeléctricos y equipos de generación	37	38
Equipo industrial	5	5
Otros Activos	5	5
Vehículos	5	5
Mobiliario y material de oficina	5	5
Equipo de computación	5	5
Costa Rica		
Planta y equipos	26	25
Edificios	23	24
Instalaciones fijas, accesorios y otras	6	7

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.

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

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

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

3.1.7. Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Deterioro" del

estado de resultados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

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

(b) Activos financieros

El Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

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

Modelo simplificado colectivo:

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

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

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en 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 del Grupo Enel se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

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

Modelo general colectivo:

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

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

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

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

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

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

3.1.8. Arrendamientos.

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

Arrendatario

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

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

- Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.
- El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.
- El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:
- El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
- El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

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

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

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

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

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

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

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

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

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

Arrendador

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

Arrendamientos Financieros

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

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

Arrendamientos Operativos

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

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

3.1.9. Provisiones, pasivos y activos contingentes.

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

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

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

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

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

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

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

3.1.10. Impuestos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.10.2. Impuesto de Industria y Comercio

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

3.1.11. Beneficios a empleados.

(a) Pensiones:

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

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral:

El Grupo otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

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

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

(c) Beneficios de largo plazo:

El Grupo reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados:

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

3.1.12. Estimación del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.13. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

3.1.14. Reconocimiento de Ingresos

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

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

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

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

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

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

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

(a) Enfoque de cartera:

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

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

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

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

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

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

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

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

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

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

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

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

(d) Contraprestaciones variables:

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

(e) Contratos con modificaciones:

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

(f) Consideración como principal o agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso de que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

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

Costos del contrato:

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

Activos y pasivos contractuales:

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

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

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

3.1.15. Ingresos y costos financieros

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

3.1.16. Reconocimiento de costos y gastos

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

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

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

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

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

3.1.17. Capital social

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

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

3.1.18. Reservas

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

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

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

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

3.1.19. Utilidad por acción

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

3.1.20. Distribución de dividendos

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

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

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

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

En Guatemala, el Decreto 10-2012 Ley de actualización tributaria en Guatemala, establece que, una vez efectuada la reserva legal del 5%, se podrá distribuir a los accionistas las utilidades acumuladas fiscales en quetzales, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago. Este pago estará sujeto a una retención del 5% en el momento que se realice el pago o acreditamiento.

3.1.21. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

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

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

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

68

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos en bancos (a)	\$ 1.116.753.646	\$ 1.488.597.242
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b)	146.527.197	140.822.246
Efectivo en caja	66.441	57.594
	\$ 1.263.347.284	\$ 1.629.477.082

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

Detalle por moneda (*)	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pesos Colombianos	\$ 889.610.342	\$ 1.426.298.913
Dólares Americanos	346.196.289	193.775.591
Colón Costarricense	17.143.877	7.009.975
Quetzal Guatemalteco	10.396.776	2.392.603
	\$ 1.263.347.284	\$ 1.629.477.082

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2024 y 2023 de \$4.409,15 y \$3.822,05 por US\$1, respectivamente.

(a) Colombia

En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución del saldo en bancos por \$(546.429.299), está dada por: i) recaudo \$16.009.701.311; ii) pagos a proveedores \$(12.559.749.062); iii) toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda \$(315.195.743); iv) pago de impuestos \$(1.553.352.112), v) y otros pagos \$(2.127.833.693).
En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución del saldo de bancos corresponde principalmente a que durante el año 2023 la sociedad recibió capitalización del único accionista Enel Colombia S.A. E.S.P. por \$18.000.000 permitiendo con esto cumplir con los diferentes compromisos de pago y aumentando el flujo de efectivo al cierre, durante el año 2024 no se recibió capitalización.

Centroamérica

En Centroamérica el saldo en bancos al 31 de diciembre de 2024 es de \$364.030.741; la variación corresponde principalmente a entradas de cobros por facturación de distribuidoras, grandes clientes y pagos a proveedores de energía.

- (b) 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 del Grupo junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos. El incremento se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.
El efectivo y equivalentes al efectivo son mantenidos principalmente en bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango AA- y AAA+, según las agencias calificadoras (Standard & Poors, Fitch Rating).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el Grupo utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando el pago a los proveedores.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$32.628 y \$ \$36.967, respectivamente.

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

Sociedad	Dividendos 2024		Retención	Total pagado	Mes de pago	Año que generó utilidad		
	USD							
Renovables de Guatemala S.A.	\$	19.999.998	\$	999.999	\$	18.999.999	Julio	2016
Enel Green Power Panamá S.A.		7.432.522		-		7.432.522	Octubre	2023
Generadora Montecristo S.A.		4.999.950		249.998		4.749.952	Noviembre	2014–2015–2016
Generadora de Occidente Ltda.		7.920.000		396.000		7.524.000	Noviembre	2021–2022
Tecnoguat S.A.		675.000		33.750		641.250	Noviembre	2023
	\$	41.027.470	\$	1.679.747	\$	39.347.723		

Nota: Los valores se presentan en la moneda origen del decreto de dividendos (USD); la tasa utilizada en la conversión del flujo de efectivo es la de cierre.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre de 2024 y 2023, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo:

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de diciembre de 2024
	Saldo al 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 6.635.299.682	\$ 2.985.574.000	\$ (2.390.028.797)	\$ 3.152.531	\$ 861.167.683	\$ -	\$ -	\$ 8.095.165.099
Bonos	2.450.471.339	-	(894.303.809)	91.703	188.911.106	-	-	1.745.170.339
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(78.573.394)	5.701.634	27.446.334	75.527.466	-	300.478.070
Instrumentos derivados	78.183.734	25.384.679	-	(43.247.125)	-	-	(57.488.715)	2.832.573
Préstamos vinculados	269.536.156	-	(70.969.679)	52.439.466	-	-	-	251.005.943
Otros	-	4.170	-	-	-	-	-	4.170
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 9.703.866.941	\$ 3.010.962.849	\$ (3.433.875.679)	\$ 18.138.209	\$ 1.077.525.123	\$ 75.527.466	\$ (57.488.715)	\$ 10.394.656.194

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de diciembre de 2023
	Saldo al 1 de enero de 2023	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 3.932.280.366	\$ 4.068.293.823	\$ (1.538.439.397)	\$ (49.578.062)	\$ 222.742.952	\$ -	\$ -	\$ 6.635.299.682
Bonos	3.232.918.315	-	(1.123.803.593)	(88.159.003)	429.515.620	-	-	2.450.471.339
Pasivos por arrendamientos	294.675.470	-	(73.965.025)	(5.758.546)	17.786.508	37.637.623	-	270.376.030
Instrumentos derivados	4.615.446	105.818.694	-	(189.596.976)	-	-	157.346.570	78.183.734
Préstamos vinculados	-	149.060	(73.486.556)	342.905.103	-	-	-	269.567.607
Otros	-	-	(31.451)	-	-	-	-	(31.451)
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 7.464.489.597	\$ 4.174.261.577	\$ (2.809.726.022)	\$ 9.812.516	\$ 670.045.080	\$ 37.637.623	\$ 157.346.570	\$ 9.703.866.941

5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura (1)	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440
Fideicomisos	19.429.873	-	7.527.351	-
Fideicomisos (2)	19.430.133	-	7.527.508	-
Deterioro Fideicomisos (*)	(260)	-	(157)	-
Otros activos (3)	6.089.543	378.564.608	4.181.735	334.949.991
Embargos judiciales	2.545.921	-	3.693.358	-
Embargos judiciales (4)	2.552.121	-	3.713.944	-
Deterioro embargos judiciales (*)	(6.200)	-	(20.586)	-
Garantías mercados derivados energéticos (5)	(163.460)	-	1.989.904	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	163.700	-	201.169
	\$ 78.287.593	\$ 397.444.539	\$ 19.687.046	\$ 365.208.600

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

(1) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre 2024 tiene constituido treinta (30) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	25.500.000	USD	4.068,45	\$ 9.057.742	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	7.646.268	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	7.353.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/3/2025	20.000.000	USD	4.099,50	7.085.961	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000	COP	IBR 3M	5.739.922	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	17.000.000	USD	4.228,50	3.340.610	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	16.300.000	USD	4.236,50	3.314.854	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/3/2025	8.045.054	USD	4.293,94	1.308.499	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	17.000.000	USD	4.434,14	763.989	-

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/4/2025	9.003.303	USD	4.465,97	121.606	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	66.875	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.549.679	USD	4.417,84	48.333	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.331.461	USD	4.417,84	46.433	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/3/2025	2.965.202	USD	4.445,59	28.419	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	2.651.649	USD	4.409,09	23.566	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/2/2025	2.286.794	USD	4.428,69	21.675	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/1/2025	1.502.144	COP	4.409,09	13.350	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	71.078	USD	4.467,51	897	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	-	18.716.231
Total valoración								\$ 50.385.716	\$ 18.716.231

Al 31 de diciembre de 2023 se tenían tres (3) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

71

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.030,00	\$ 1.118.558	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/5/2026	400.000.000.000	COP	BR3M+0,75%	-	30.057.440
Total valoración								\$ 2.294.698	\$ 30.057.440

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Fideicomisos OXI Huila Fiduprevisora	\$ 8.089.178	\$ -
Fideicomisos Embalse Tominé	5.216.596	5.301.917
Fideicomisos OXI Quimbo Fiduprevisora	1.887.302	-
Fideicomisos Embalse Muña	1.500.197	1.476.032
Fideicomisos OXI FiduPopular Maicao	1.396.142	-
Fideicomisos Proyecto Zomac	551.014	524.100
Fideicomisos OXI Fiduprevisora	338.923	225.459
Fideicomiso Corficolombiana Sylvania	251.308	-
Fideicomiso Fidupopular Paratebuena	199.473	-
	\$ 19.430.133	\$ 7.527.508

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

Durante el año 2024 se ha realizado apertura de los siguientes negocios Fiduciarios, los cuales se ejecutan desde el negocio de generación para los proyectos de obras por impuestos (OXI):

- Fidupopular. 10362022- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Guajira, creado febrero 2024.
- Fiduprevisora 001001049543 P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Quimbo creado en marzo 2024.
- Fiduprevisora 001001050095 P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI Convenio Huila creado en mayo 2024.
- Fidecomiso Corficolombiana Silvania creado agosto 2024.
- P.A AYP OXI Enel Paratebueno- 31919 creado julio de 2024.

(3) A 31 de diciembre de 2024 y 2023 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen \$6.011.832 y \$3.914.696, respectivamente; que corresponden a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$378.642.319 y \$335.217.030, respectivamente; que corresponden a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$45.385,25 correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027 para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC el cual considera los intereses acumulados.
- Para Enel Costa Rica CAM S.A. se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US \$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 31 de diciembre de 2024 es de US \$39.692,38.

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

- Al 31 de diciembre de 2024 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos en Guatemala (Cobasol S.A. y Jobo S.A.) por valor de un valor de \$3.444.575.

(4) Al 31 de diciembre del 2023 el Grupo tenía \$3.713.944 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el año 2024 hubo reintegro sobre 2 procesos, por valor de \$(2.560.815) y se realizaron pagos por \$1.398.992, que origina un saldo al 31 de diciembre 2024 de \$2.552.121, para un total de 49 procesos.

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

Entidad	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ 18.701.442	\$ 17.256.671
Banco de Occidente S.A.	2.371.000	2.371.000
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	2.119.321	2.119.321
Banco de Bogotá S. A.	1.283.567	1.283.567
Bancolombia S. A.	1.158.232	1.120.300
Scotiabank Colpatria S. A.	687.724	607.750
Banco Agrario de Colombia S. A.	13.884	13884
Banco AV Villas S. A.	12.499	12.499
Banco Caja Social S. A.	4.336	4.336

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

Entidad	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Banco Santander Colombia S. A.	3.406	3.406
Citibank Colombia S. A.	2.461	-
Banco Davivienda S. A.	1.979	1.978
Empresa de Energía de Cundinamarca	802	802
\$	26.360.653 \$	24.795.514

Reintegro del Juzgado

Entidad	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ (17.591.764)	\$ (16.946.332)
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(2.000.000)	(2.000.000)
Banco de Occidente S.A.	(1.919.000)	-
Bancolombia S. A.	(1.083.332)	(1.000.000)
Banco de Bogotá S. A.	(786.531)	(786.531)
Scotiabank Colpatría S. A.	(427.905)	(348.707)
Subtotal reintegro	\$ (23.808.532)	\$ (21.081.570)
Neto Total	\$ 2.552.121	\$ 3.713.944

(5) La disminución corresponde a la liquidación de energía real por trading, la cual en el último trimestre de 2024 generó un efecto negativo en venta asociado al precio promedio de energía negociado por Kwh de (\$320,7) versus el precio promedio real liquidado del kWh por (\$888,1).

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

73

Titulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Derivex S.A. (a)	Comercial	51.348	5%	\$ 155.981	\$ 192.338
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			7.719	8.831
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (b)	Energía	2.500	20,00%	-	-
				\$ 163.700	\$ 201.169

(a) El Grupo, en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$549.377. Es una entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. A diciembre de 2023 el valor de la inversión ascendía a \$192.338, durante el año 2024 se registraron ajustes a la valoración de la inversión por lo que el saldo al 31 de diciembre 2024 cerro en \$155.981.

(b) En 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 31 de diciembre de 2024 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 104.511.255	\$ 2.403.991	\$ 81.189.222	\$ 1.949.246
Cuentas por cobrar otros impuestos (2)	28.084.288	60.718.405	23.591.558	66.322.640
Préstamos a empleados (3)	3.440.979	39.156.228	2.321.565	35.040.620
Gastos pagados por anticipado (4)	2.623.009	34.996	2.023.852	-
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	193.110.332	-	180.855.434
Otras cuentas por cobrar	-	578.378	-	534.400
	\$ 138.659.531	\$ 296.002.330	\$ 109.126.197	\$ 284.702.340

(1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. los anticipos corrientes corresponden a: recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$51.021.899 (\$34.455.997 en 2023), Banco Av Villas S.A. por \$4.377.311 (\$3.705.714 en 2023), Savino del Bene Colombia S.A.S. \$2.863.781 (\$2.236.827 en 2023) y anticipo a otros proveedores por \$5.619.056 (\$21.150.900 en 2023). El saldo del no corriente, por \$155.325 corresponde a anticipo girado a Ecobalance Technologies S.A.S. en compra de paneles solares flotantes para el proyecto El Quimbo.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$849.113 al 31 de diciembre de 2024 y por \$1.575.493 al 31 de diciembre de 2023, corresponde a recursos depositados en la cuenta de XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado.

Centroamérica

Guatemala: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, por \$34.318.316 y \$17.008.132, respectivamente; reconocidos principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Renovables de Guatemala, S.A. El saldo corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (ventas mercado spot) por \$23.543.375, Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$4.739.836, Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$4.739.836, Soiltec S.A. por \$718.280 y otros proveedores por \$576.989.

Panamá: En las compañías Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Fortuna S.A. al 31 de diciembre de 2024 y 2023 por \$5.445.368 y \$1.053.983; respectivamente; corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$4.673.699 y a otros proveedores por \$781.669 en el corriente.

En el saldo no corriente al 31 de diciembre de 2024 y 2023 por \$2.248.666 y \$1.949.246; respectivamente; corresponde a anticipos para la adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza.

Costa Rica: Corresponde a Municipalidad de Alajuela por anticipos de facturación por bienes inmuebles por \$6.411 al 31 de diciembre de 2024 y \$2.176 el 31 de diciembre de 2023.

(2) En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde a las autorretenciones de ICA por \$214.379 y \$88.633; respectivamente.

Centroamérica

Guatemala: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el período de construcción de la planta Palo Viejo, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA débito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por \$83.706.601 y \$86.548.096; respectivamente.

Costa Rica: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, por \$3.537.857 y \$3.045.498, corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA.

Panamá: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde a otros impuestos por \$1.343.856 y \$231.971.

- (3) Los saldos corresponden a las sociedades de Colombia, por el reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, se descuentan los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.
- (4) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde principalmente al saldo por amortizar de las pólizas de responsabilidad civil, extracontractual y todo riesgo en la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. por \$376.898.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$67.992 corresponde a póliza de seguro con Liberty Seguros S.A. sobre contrato de compra de energía con ISAGEN S.A. E.S.P. y en no corriente por \$34.996 para anticipos realizados por prepagos a los operadores de red que transportan la energía a los clientes de acuerdo con la regulación.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil por \$2.078.970 al 31 de diciembre de 2024 y por \$920.423 al 31 de diciembre de 2023.

Costa Rica: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$99.149 y \$92.597.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre del 2024 y 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$193.110.332 y \$180.855.344, respectivamente. El aumento obedece principalmente al aumento de 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 accedan 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. cumplió con tres requisitos: (i) que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado y (iii) que el activo se esté depreciando.

75

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.357.744.894	\$ 11.550.338	\$ 2.765.904.422	\$ 114.555.501
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	109.285.451	73.747.871	74.319.791	65.243.010
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.467.030.345	85.298.209	2.840.224.213	179.798.511
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(283.885.812)	(11.550.338)	(221.872.372)	(112.597.117)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(12.217.216)	(18.550.392)	(8.092.644)	(9.946.716)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.170.927.317	\$ 55.197.479	\$ 2.610.259.197	\$ 57.254.678

- (1) Al 31 de diciembre de 2024, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de energía	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera no convenida	\$ 1.741.333.274	\$ 134.567.078	\$ 58.774.597	\$ 178.519.901	\$ 2.113.194.850	-
Cientes masivos	953.269.076	31.540.586	11.394.610	41.018.029	1.037.222.301	-
Grandes clientes	459.872.897	77.413.265	36.328.194	77.833.431	651.447.787	-
Cientes institucionales	57.660.983	25.050.692	11.051.793	56.755.708	150.519.176	-
Otros	270.530.318	562.535	-	2.912.733	274.005.586	-
Cartera convenida (a)	62.894.422	-	-	-	62.894.422	3.020.453
Cientes masivos	15.362.135	-	-	-	15.362.135	134.649
Grandes clientes	28.207.024	-	-	-	28.207.024	370.834

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

	Cartera vencida				Total cartera corriente	Cartera no corriente
	Cartera vigente	1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cartera de energía						
Cientes institucionales	19.325.263	-	-	-	19.325.263	2.514.970
Cartera de energía, bruto	1.804.227.696	134.567.078	58.774.597	178.519.901	2.176.089.272	3.020.453
Deterioro cartera de energía	(21.106.222)	(43.314.308)	(44.565.441)	(100.087.124)	(209.073.095)	(3.020.453)
Cartera de energía, neto	1.783.121.474	91.252.770	14.209.156	78.432.777	1.967.016.177	-
Cartera de negocios complementarios y otros (b)						
Cientes masivos	39.193.346	2.753.083	3.302.181	10.502.389	55.750.999	6.154.487
Grandes clientes	51.337.873	3.401.681	3.346.100	18.229.867	76.315.521	2.375.398
Cientes institucionales	10.010.868	5.459.032	5.711.261	28.407.941	49.589.102	-
Cartera de negocios complementarios, bruto	100.542.087	11.613.796	12.359.542	57.140.197	181.655.622	8.529.885
Deterioro cartera negocios complementarios	(20.214.500)	(4.716.721)	(7.388.708)	(42.492.788)	(74.812.717)	(8.529.885)
Cartera de negocios complementarios, neto	80.327.587	6.897.075	4.970.834	14.647.409	106.842.905	-
Total cuentas comerciales, bruto	1.904.769.783	146.180.874	71.134.139	235.660.098	2.357.744.894	11.550.338
Deterioro cuentas comerciales	(41.320.722)	(48.031.029)	(51.954.149)	(142.579.912)	(283.885.812)	(11.550.338)
Total cuentas comerciales, neto	\$ 1.863.449.061	\$ 98.149.845	\$ 19.179.990	\$ 93.080.186	\$ 2.073.859.082	\$ -

Al 31 de diciembre de 2023, 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						
Cartera no convenida	\$ 2.053.232.070	\$ 159.045.385	\$ 46.498.165	\$ 132.689.522	\$ 2.391.465.142	\$ 99.042.214
Cientes masivos	584.438.319	43.604.502	9.732.461	34.818.088	672.593.370	52.095
Grandes clientes	1.012.942.603	94.179.365	26.088.793	67.440.021	1.200.650.782	98.990.119
Cientes institucionales	203.045.500	21.179.258	10.674.575	27.514.131	262.413.464	-
Otros	252.805.648	82.260	2.336	2.917.282	255.807.526	-
Cartera convenida (a)	45.303.916	-	-	-	45.303.916	6.781.634
Cientes masivos	20.179.076	-	-	-	20.179.076	1.956.165
Grandes clientes	11.132.423	-	-	-	11.132.423	1.536.774
Cientes institucionales	13.992.417	-	-	-	13.992.417	3.288.695
Cartera de energía, bruto	2.098.535.986	159.045.385	46.498.165	132.689.522	2.436.769.058	105.823.848
Deterioro cartera de energía	(36.841.805)	(45.150.718)	(26.076.415)	(78.445.026)	(186.513.964)	(103.865.464)
Cartera de energía, neto	2.061.694.181	113.894.667	20.421.750	54.244.496	2.250.255.094	1.958.384
Cartera de negocios complementarios y otros (b)						
Cientes masivos	128.590.094	477.862	577.254	3.306.516	132.951.726	6.293.221
Grandes clientes	74.227.613	15.842.460	754.066	4.730.332	95.554.471	2.438.432
Cientes institucionales	72.811.764	5.509.003	4.539.438	17.768.962	100.629.167	-
Cartera de negocios complementarios, bruto	275.629.471	21.829.325	5.870.758	25.805.810	329.135.364	8.731.653
Deterioro cartera negocios complementarios	(13.707.396)	(6.328.656)	(2.829.878)	(12.492.478)	(35.358.408)	(8.731.653)
Cartera de negocios complementarios, neto	261.922.075	15.500.669	3.040.880	13.313.332	293.776.956	-
Total cuentas comerciales, bruto	2.374.165.457	180.874.710	52.368.923	158.495.332	2.765.904.422	114.555.501
Deterioro cuentas comerciales	(50.549.201)	(51.479.374)	(28.906.293)	(90.937.504)	(221.872.372)	(112.597.117)
Total cuentas comerciales, neto	\$ 2.323.616.256	\$ 129.395.336	\$ 23.462.630	\$ 67.557.828	\$ 2.544.032.050	\$ 1.958.384

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.615.035.930 y \$1.920.339.134, que corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.002.355.133 y \$1.320.241.337, trabajos a particulares por \$108.585.425 y \$207.001.565; cartera de esquemas regulatorios por \$147.249.976 y \$112.694.671; cartera de alumbrado público por \$65.269.995 y \$55.387.660; y cartera de infraestructura por \$9.160.787 y \$7.937.552.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan una disminución respecto a diciembre 2023 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$(317.886.204) y obedece a la recuperación de la cartera de la opción tarifaria aplicando la recuperación de los niveles de tensión 1 y 4 en un tiempo de 1 año; trabajos a particulares por \$(98.416.140); e incrementos en la cartera de esquemas regulatorios por \$34.555.305 (lo cual se presenta por el cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía y la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar); aumento en la cartera de alumbrado público por \$9.882.335 y cartera de infraestructura por \$1.223.235.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las cuentas por cobrar del negocio de generación por \$531.505.990 y \$629.310.046, que corresponden a clientes del mercado mayorista, cartera estimada por \$224.033.544 y \$232.626.773; facturada por \$31.652.252 y \$127.272.453; cartera estimada del mercado no regulado por \$224.010.882 y \$227.169.775; facturada por \$37.371.472 y \$17.683.435; gas por \$6.151.217 y \$6.037.048; cenizas por \$14.857 y \$25.156; y otros por \$8.271.666 y \$11.568.056, respectivamente.

Las cuentas por cobrar del negocio de generación presentan una disminución, principalmente producto de la variación de:

- Cartera del mercado mayorista por \$(95.620.201) generado por menor cantidad de energía (77 Gwh) y por cambio de contratos; se presenta un incremento en el precio de \$24/Gwh, tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$319/Gwh versus diciembre 2023 por \$295/Gwh (incluidos subasta y contratos excedentes); adicionalmente, disminución en el estimado del mercado mayorista por \$(8.593.229).
- Cartera del mercado no regulado presentó incremento por \$19.688.037 producto de mayor cantidad de energía 2 Gwh y disminución en el estimado por \$(3.158.893), producto de menor ingreso por cambio de contratos y disminución tarifa \$(8) Gwh, tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$377/Gwh versus tarifa ponderada diciembre 2023 por \$385/Gwh.
- Estimado de bolsa por \$(6.927.350), posición compradora en diciembre de 2024 comparado con diciembre 2023.
- Aumento de estimados gas y cenizas por \$103.870.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$43.718.161 y \$361.396.771, respectivamente. Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT-Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

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

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

Las cuentas comerciales corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por \$10.818.711 y \$7.769.894; y energía facturada por \$366.120 y \$691.376.

Esta cartera se encuentra distribuida en industrial por \$4.468.597 y comercial por \$6.350.113.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por \$120.159.379 y \$121.648.915; clientes por ventas de energía por \$79.858.764 y \$86.145.057.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, energía facturada por \$67.746.822 y \$75.125.871; y una cartera estimada por \$78.354.436 y \$81.326.034; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET) por \$44.265.114, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) por \$6.634.962 y Elektra Noreste S.A. (ENSA) por \$3.883.532.

Guatemala: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, una cartera estimada por \$30.233.145 y \$31.592.416; y energía facturada por \$12.111.942 y \$11.018.269, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Comercializadora y productora de Bebidas Los Volcanes S.A. por \$2.738.828, Embotelladora Central S.A. por \$2.180.260, Alimentos Ideal S.A. por \$1.796.240, Alimentos, Industria La Popular S.A. por \$1.672.861 y Bebidas Atlántida S.A. por \$798.338.

Costa Rica: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, cartera estimada por \$11.571.798 y \$8.730.465, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden a cuentas por cobrar a empleados y otros deudores.

Las cuentas por cobrar a empleados están compuestas por conceptos de préstamos de vivienda, educación, entre otros; tienen un valor presente de \$17.331.971 y \$8.579.036 respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75%, Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Los otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	\$ 8.230.533
Ministerio de Hacienda y Crédito.	6.891.981
Electronica Santerno S.p.A.	3.277.854
Cobra Instalaciones y Servicios Sucursal S.A.	3.110.435
Montajes de Ingenierías S.A.S.	3.044.607
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	3.040.905
Consorcio Energía de Colombia.	2.011.317
Concesión autopista.	1.872.622
CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	1.176.351
Jinko Solar Co.	1.101.990
Prodiel Colombia S.A.S.	1.006.405

Deudor	Valor
ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	805.331
Voith Hydro Services Ltda.	804.788
Corporación Monte y Ciudad.	803.496
Acuerdo de Unión Temporal S.A.S.	672.281
Lito S.A.S.	664.957
Fimer S.p.A.	634.482
Quanta Services Colombia S.A.S.	609.294
Otros	51.489.744
Total	\$ 91.249.373

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde a la cartera de empleados por \$47.815.128 y \$48.853.341, respectivamente; a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$12.439.717 y \$10.525.662 con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, amortizándolos durante la vida del préstamo; y a la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

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

Las otras cuentas por cobrar corresponden a cobros asociados a normalizaciones a clientes por \$375.469 y a cartera de empleados por \$68.208 en el corriente y \$127.393 en el no corriente.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$260.430 y \$133.068, las cuales corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 31 de diciembre de 2024 y 2023 de \$10.622.020 y \$3.120.394, las cuales corresponden principalmente a:

Guatemala en la compañía Renovables de Guatemala, S.A. por \$6.845.468 correspondiente a un litigio de impuestos contra Superintendencia de administración tributario, por un ajuste al Impuesto al Valor Agregado (cuenta por cobrar por crédito de Iva) de enero a diciembre de 2012; en periodos anteriores se tenía calificación con una probabilidad de éxito del más del 50%, por lo anterior no se había realizado cálculo de deterioro sobre esta cuenta por cobrar; sin embargo, para 2024 el escenario ha cambiado y se considera una probabilidad de éxito de menos del 40%, por lo anterior, y bajo los lineamientos de la *NIIF 9 Instrumentos Financieros*, se reconoce un deterioro del 100% sobre esta cuenta.

Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.624.900, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña para garantizar la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por la entidad a el Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

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

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Colombia

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 231.527.023	\$ 185.299.083
Modelo Simplificado Individual (b)	62.842.369	148.124.646
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	294.369.392	333.423.729
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	23.922.140	18.039.360
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	23.922.140	18.039.360
Total	\$ 318.291.532	\$ 351.463.089

Por el año 2024 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días. El incremento obedece a un aumento significativo producto de mayor facturación realizada al 31 de diciembre de 2024.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$10.038.350; la cual presenta una disminución con respecto a diciembre 2023 generada por el castigo de cartera del cliente Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación por \$(98.084.016).

El castigo de esta cartera se generó de acuerdo con certificado de incobrabilidad del 12 de noviembre de 2024; “Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación deberá inicialmente agotar el pago de la obligación con la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público– MHCP y posteriormente, si existen recursos, proceder con el pago de los créditos según su prelación y así sucesivamente. Sin embargo, se advierte que de acuerdo con la disponibilidad de activos con la que cuenta Electricaribe S.A. E.S.P. en Liquidación, únicamente existe vocación de pago respecto a la obligación anteriormente señalada”.

De acuerdo con los proyectos de calificación y graduación para el pago de las obligaciones, la cuenta por cobrar que tiene Enel Colombia S.A. E.S.P. quedó reconocida en quinta clase.

- Provisión de cartera de municipios por \$15.465.530, principalmente Ifi Concesión Salinas por \$4.988.519; Municipio de Sopo por \$4.334.899; Santa Ana Clay S.A. por \$2.313.189; Municipio del Colegio por \$1.496.229; Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$567.789; Municipio de Agua de Dios por \$573.123 y Alcaldía Municipal Puerto Salgar por \$460.753.
- Provisión de cartera de otros negocios \$22.380.603 principalmente, Asistencias-NC \$9.360.320; Uniaguas S.A. E.S.P. \$6.352.506; Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$3.596.794 y Operadora Minera Centro \$1.257.133.

Centroamérica:

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

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 1.066.758	\$ 1.045.760
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	1.066.758	1.045.760
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	6.845.468	-
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	6.845.468	-
Total	\$ 7.912.226	\$ 1.045.760

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores.

Al 31 de diciembre de 2024 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

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

A continuación, se detalla la dotación y el uso al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Cartera Comercial	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo inicial	\$ 352.508.849	\$ 308.385.547
Dotaciones	91.219.488	52.272.854
Usos	(117.524.579)	(8.149.552)
Saldo final	\$ 326.203.758	\$ 352.508.849

81

Garantías otorgadas por los deudores:

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

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el Grupo respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 2.894.399	\$ 2.525.878
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.547.395	2.208.197
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	2.344.675	1.547.086
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore (2)	1.453.926	774.425
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.410.453	1.139.051
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.366.711	1.322.600
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.373.049	1.259.586
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	880.672	672.270
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	100.742	27.077
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	245.944	82.097
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	147.258	134.754

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

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	262.780	-
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (**)	Servicios de personal	648.240	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	254.731	78.805
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento	185.754	169.980
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	126.373	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Suministro de equipos	-	518.140
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios Off Shore	532.124	777.503
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	435.015	377.089
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	36.592	149.532
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	429.968	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	316.695	514.066
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (1)	-	4.087
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	280.146	280.146
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.688	137.785
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	62.500	-
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.061	-
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	38.895	11.864
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	40.018	-
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	38.895	11.864
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	2.469	297.122
Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Otra	Control tower Perú (3)	-	245.179
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra	Expatriados (1) (3)	-	98.596
				\$ 19.169.872	\$ 15.835.483

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

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

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$69.475 para el año 2024, en el año 2023 se presentó un deterioro por \$48.656.

- (1) Corresponde a los movimientos de provisión año 2024 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia y Centroamérica facturados durante 2023.
- (2) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito con Enel Colombia S.A. E.S.P.; la variación corresponde principalmente al aumento en la causación de servicios por \$1.684.050 y a la disminución en el recaudo durante el 2024 por \$(1.030.993).
- (3) El pasado 9 de mayo y 12 de junio de 2024 quedaron en firme la compraventa de las sociedades Enel Generación Perú S.A.A. y Enel Distribución Perú S.A.A. respectivamente; a partir de estos periodos estas compañías presentan un cambio de control dejando de ser parte del grupo Enel.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	\$ 40.151.128	\$ -	\$ 38.747.757	\$ -
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC	10.937.035	-	8.632.566	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	22.940.557	-	3.618.226	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	521.588	-	509.151	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	56.860.163	-	44.101.114	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.099.490	-	1.350.130	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto (2)	3.147.129	-	-	834.068
Enel Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (3)	55.540.764	195.465.179	73.387.275	196.148.881

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

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	21.363.549	-	21.889.091	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	14.683.630	-	12.545.675	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (1)	8.715.667	-	6.359.600	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	2.168.607	-	16.601.707	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	1.161.465	-	1.661.925	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	401.909	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Reembolso de gastos	-	-	716.719	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	8.444.287	-	5.774.461	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	4.634.827	-	3.479.969	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Asociada	Aportes a capital (4)	3.408.160	-	-	2.905.606
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	2.046.106	-	1.864.021	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	378.099	-	124.113	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	1.945.103	-	2.344.496	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.135.311	-	2.412.623	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	644.379	-	1.992.281	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Donaciones	535.001	-	1.180.000	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	62.500	-	-	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	555.177	-	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	308.475	-	426.784	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	85.324	-	-	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	10.807	-	9.994	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (5)	-	30.621.605	-	26.544.187
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (6)	-	12.125.278	-	11.475.464
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (6)	-	8.962.270	-	8.481.110
Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Energía (7)	-	-	16.549.979	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	126.965	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	101.210	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	-	17.417	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	-	-	239	-
				\$ 263.610.890	\$ 247.174.332	\$ 266.929.547	\$ 246.389.316

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

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

- (1) El aumento corresponde principalmente a las provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2024 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.
- (2) Corresponde al proyecto Enel Flex el cual impulsa la iniciativa “Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)” de la Agencia Internacional de Energía (AIE); este proyecto finalizará durante el 2025.
- (3) Corresponde a préstamos para financiar la construcción de plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031. La variación corresponde a los abonos realizados durante el 2024.
- (4) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S., según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad. El 21 de agosto de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de esta sociedad.
- (5) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V y Generadora Montecristo S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso liquidación-disolución y el cual aún se encuentra en desarrollo.
- (6) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El aumento corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.

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

(7) En el año 2023, se realizaron compras de energía por Enel Guatemala S.A., para cumplimiento de contratos; en el 2024 no se han realizado compras por este concepto.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	\$ 2.924.382	\$ -
Usme ZE S.A.S.	Ingresos financieros	126.372	-
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	2.469.789	-
Fontibón ZE S.A.S.	Ingresos financieros	262.781	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	1.388.828	1.081.335
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	72.604	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación navideña	880.672	560.034
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicio administrativo	341.643	893.420
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	920.077	1.177.852
Enel Green Power S.p.A. Glo	Expatriados	81.975	240.495
Enel Green Power S.p.A. Glo	Comisión de gestión y otros servicios	-	1.377.349
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	565.369	4.249.166
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	365.241	441.397
Enel S.P.A.	Expatriados	794.503	1.280.228
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	57.062	1.144.696
Enel X Chile S.P.A.	Servicios de Personal B2B	648.240	-
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	563.639	392.845
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	46.815	-
Enel Chile S.A.	Expatriados	578.404	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	45.122
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio plataforma comercial	430.814	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	12.787	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	406.588	1.026.286
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	302.279	-
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	236.180	3.112.817
Enel Distribución Chile S.A.A.	Servicios Control Tower	109.138	232.160
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	68.498	476
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	-	38.716
Colombia ZE S.A.S.	Contrato LSA	132.811	-
Colombia ZE S.A.S.	Ingresos financieros	40.061	-
Bogotá ZE S.A.S.	Contrato LSA	132.811	-
Bogotá ZE S.A.S.	Ingresos financieros	40.018	-
Enel Generación Chile S.A.	Expatriados	126.965	-
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	71.187	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	38.003	306.863
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	84.944	142.586
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	1.312	2.974
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	83.177	192.101
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	-	156.235
Enel North América INC	Expatriados	73.567	967.676
E Distribución Redes digitales, S.L.U.	Expatriados	64.903	137.783
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	43.219	-
Enel Services México S.A.	Otros ingresos varios	-	360.700
Enel Green Power España S.L. U.	Expatriados	29.477	126.879
Enel Green Power España S.L. U.	Diferencia en cambio	4.739	82.163
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	7.971	174.383
Enel Distribución Perú S.A.A.	Servicio Control Tower	7.920	419.155
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	4.054
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	936.090
Eolica Zopiloapan S.A. de CV	Diferencia en cambio	-	432.596
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	-	199.266
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	112.052
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	9.353
Enel Américas S.A.	Expatriados	-	9.203
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	-	2.158
		\$ 15.637.765	\$ 22.068.664

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

(1) Corresponde a los ingresos por los contratos de servicios de administración de mantenimiento prestados durante 2024.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 25.621.605	\$ 22.064.013
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	2.156.876	-
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	1.959.316	2.286.044
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	25.906.569	58.939.448
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	3.854.644	6.968.928
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	872.549	1.561.337
Enel Green Power S.p.A Glo	Tech Management	7.712.115	2.317.501
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	11.043.079	8.036.465
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	869.652	110.440
Enel SPA.	Servicios Informáticos (1)	6.517.484	-
Enel SPA.	Expatriados	2.672.106	28.612.108
Enel SPA.	Diferencia en cambio	595.731	6.748.111
Enel SPA.	Garantía e intereses	841.454	1.258.874
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	9.695.687	13.104.207
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	909.906	-
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	1.866.137	2.402.279
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	378.099	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	115.927	3.545
Fundación Enel	Donaciones	1.685.001	-
Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de ingeniería	728.298	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	602.184	-
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	649.813	727.265
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	585.020	4.036.424
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	86.754
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	555.177	292.747
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	481.160	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Actualización VPN	448.763	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	242.760	262.990
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	62.030	11.444
Enel Services México S.A.	Expatriados	240.588	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	-	29.831
Enel Brasil S.A.	Impatriados	173.752	380.168
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	7.895	56.127
Enel Chile S.A.	Impatriados	131.859	183.909
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.149	1.280
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	-	76.762
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	131.445	210.934
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	814	5.772
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	85.324	-
Enel Distribución Perú S.A.A.	Impatriados	74.758	-
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	184	26.112
Enel Italia S.p.A.	Diferencia en cambio	36.857	-
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	28.831	22.762
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	9.815	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	20.441	119.153
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	10.625	125.492
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	6.304	-
Enel Américas S.A.	Impatriados	4.087	-
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	814	-
Enel Energía, S.A. de C.V.	Compra de energía (2)	-	42.474.173
Enel North América, Inc.	Expatriados	-	937.348
Enel Green Power Romania S.R.L.	Expatriados	-	472.398
		\$ 110.594.684	\$ 204.953.145

(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.

(2) En el año 2023, se realizaron compras de energía por Enel Guatemala S.A., por \$42.474.173 para cumplimiento de contratos; en el 2024 no se han realizado compras por este concepto.

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 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 extraordinaria del 21 de marzo de 2024 es de USD\$2.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva. (*) Cifras en dólares completos.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 110 celebrada el 21 de marzo de 2024, 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	Diana Marcela Jiménez Rodríguez (*)
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

(*) Miembro activo hasta el 30 de abril de 2024; al 31 de diciembre de 2024 se encuentra vacante la posición. La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en el Registro Mercantil administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá.

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Juan Ricardo Ortega López	\$ 142.208	\$ 116.960
Astrid Martinez Ortiz	141.670	116.960
José Antonio Vargas Lleras	135.389	147.894
Jorge Andrés Tabares Ángel	135.389	116.960
Carolina Soto Losada	135.171	98.713
Francesco Bertoli	115.461	-
Raffaele Enrico Grandi	83.965	-
Andrés Caldas Rico	26.747	67.069
Luciano Tommasi	26.747	55.047
Lucio Rubio Diaz	-	61.913
Diana Marcela Jimenez Rodriguez	-	18.957
Felipe Pacho Castro	-	18.247
	\$ 942.747	\$ 818.720

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Luciano Tommasi	Gerente	enero-marzo
Francesco Bertoli	Gerente	abril-diciembre
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero-marzo
Fernando Gutiérrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero-marzo
Mónica Cataldo	Tercer Suplente del Gerente	enero -diciembre
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	enero -diciembre
Maurizio Rastelli	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	enero-febrero
Antonio Crisol Puertas	Primer Suplente del Gerente	marzo-diciembre
Dario Miceli	Segundo Suplente del Gerente	marzo-diciembre
Raffaele Enrico Grandi	Quinto Suplente del Gerente	marzo-diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal de Enel Colombia S.A E.S.P., al 31 de diciembre de 2024 y 2023 ascienden a:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Remuneraciones	\$ 4.593.384	\$ 6.176.847
Bonos de retiro	842.948	-
Beneficios a corto plazo	188.857	535.791
Beneficios a largo plazo	-	574.100
\$	5.625.189	7.286.738

87

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 311.840.906	\$ 330.566.597
Carbón (2)	70.447.609	93.094.667
Transformadores (3)	43.330.302	56.681.028
Bonos de carbono CO2 (4)	40.226.437	23.573.288
Materiales no eléctricos (1)	8.964.346	6.049.392
Otros inventarios	2.629.156	3.137.279
Fuel oil (5)	1.655.412	1.975.748
Inventario en tránsito	-	19.906.311
\$	479.094.168	534.984.310

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Repuestos y materiales (a)	\$ 325.574.985	\$ 345.339.255
Provisión de materiales (b)	(4.769.733)	(8.723.266)
	\$ 320.805.252	\$ 336.615.989

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2024. La disminución corresponde a menores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual genera menor consumo y compra de materiales, y menores compras para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene materiales por \$609.389 y \$672.263 correspondientes a medidores con el objetivo que sean instalados a clientes nuevos.

Centroamérica:

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

Inventarios Centroamérica	
País	Valor
Guatemala	\$ 21.995.383
Panamá	16.548.722
Costa Rica	1.743.524
	\$ 40.287.629

88

(b) Al 31 de diciembre de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2024 por \$2.990.343, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$1.737.190 y \$1.955.590.

(2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): al 31 de diciembre de 2024 y con respecto al 31 de diciembre de 2023, se registra un menor valor del inventario debido a la gestión de reducción de precios lograda para las compras del carbón y al alto consumo del combustible durante 2024 como consecuencia del desarrollo del Fenómeno del Niño durante el primer semestre, también influyó los bajos aportes hidrológicos durante el segundo semestre, debido a que ocasionaron un alto despacho/consumo de combustibles en las centrales térmicas del Sistema Interconectado Nacional, en particular, de la Central Termozipa.

(3) Al 31 de diciembre de 2024 los transformadores corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P. y está conformado por elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2024. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión, y redes de alumbrado público.

- (4) El saldo al 31 de diciembre de 2024 corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$95.050.110 y su valor en libros \$40.226.437, así:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
Noviembre 2020	2.691.628 \$	18.755.788
Marzo 2021	1.396.818	19.415.770
Febrero 2022	1.167.444	16.485.062
Septiembre 2023	1.133.764	23.674.181
Diciembre 2024	1.125.980	16.719.309
Total bonos emitidos	7.515.634 \$	95.050.110
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2023		(54.757.513)
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024		(66.160)
Total reconocimiento bonos de carbono	\$	40.226.437

- (5) Al 31 de diciembre de 2024, para Enel Colombia S.A. E.S.P. el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la Central de Termozipa.
- (6) El saldo a 31 de diciembre de 2023 corresponde a compra del material "2001283752-Centro de Transformación Solar" por \$19.906.311 el cuál físicamente se encuentra ubicado en instalaciones del proveedor. Enel Colombia S.A. E.S.P. posee el control y la titularidad del inventario. Estos materiales se catalogaron como inventario en tránsito. Al 31 de diciembre de 2024 no se tiene compras sujetas a este concepto.

10. Activos mantenidos para la venta

89

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Windpeshi (1)	\$ 223.471.664	\$ 424.247.550
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
	\$ 223.732.802	\$ 424.508.688

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

En el marco del plan de venta desarrollado por el Grupo para el proyecto eólico Windpeshi; el día 24 de diciembre 2024, se firmó el contrato para la venta de los activos que conforman el proyecto con Ecopetrol S.A., por 60 Millones de dólares y se registra el valor remanente como deterioro en el Grupo (Ver nota 29. Pérdidas por deterioro).

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

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos a favor renta (1)	\$ 146.750.531	\$ 69.738
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (2)	76.429.902	98.762.893
Autorretención especial (3)	2.555.697	1.279.392
Descuentos tributarios y retención en la fuente (4)	323.175	107.396
Autorretenciones de retención en la fuente (5)	219.552	3.422.371
Anticipo de renta año (6)	-	2.420.336
Total activos por impuestos corrientes	\$ 226.278.857	\$ 106.062.126

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

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo a favor de renta (1) (*)	\$ 145.372.416	\$ -
Autorretenciones a favor 2019 (5)	219.552	1.002.035
Autorretenciones a favor 2020 (4)	-	2.420.336
Menor valor de anticipo 2020 (6)	-	2.420.336
Total activos por impuestos corrientes	\$ 145.591.968	\$ 5.842.707

(*) 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 hará efectiva en el año 2025.

- **Compañías Centroamericanas**

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Total sociedades Panamá (2) (*)	\$ 70.973.692	\$ 92.482.584
Total sociedades Costa Rica (2)	5.456.210	6.280.309
Total activos por impuestos corrientes	\$ 76.429.902	\$ 98.762.893

(*) La disminución corresponde principalmente por uso del anticipo de ISR (Impuesto sobre la renta) en la renta presentada en el año 2024 por Enel Fortuna S.A.

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Autorretención especial (3)	\$ 2.540.627	\$ 1.264.322
Saldo a favor Renta (1)	1.322.277	13.900
Retenciones practicadas (4)	306.050	90.271
Total activos por impuestos corrientes	\$ 4.168.954	\$ 1.368.493

(*) El aumento de autorretenciones se debe al aumento de los ingresos, producto del movimiento natural del negocio.

• Atlántico Photovoltaic S.A.S.

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos a favor renta (1)	\$ 45.024	\$ 45.024
Retención en la fuente (4)	17.125	17.125
Autorretención especial (3)	15.070	15.070
Total activos por impuestos corrientes	\$ 77.219	\$ 77.219

• Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos a favor renta (1)	\$ 10.814	\$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	\$ 10.814	\$ 10.814

12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Usme ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	739.653.977	20,00%	\$ 15.228.167	\$ 19.868.101
Fontibón ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	434.359.750	20,00%	12.186.406	15.834.410
Crédito Fácil Codensa S.A. (2)	Inversión	Asociada	15.678	48,99%	382.316	10.054.171
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada	6.014	40,00%	6.098.551	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (4)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	4.166.247	3.180.589
Colombia ZE S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	5.186.737	20,00%	57.264	203.101
Bogotá ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	503.609.700	20,00%	72.726	86.205
					\$ 38.191.677	\$ 54.740.718

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no presentan cambios.

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

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

(2) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) es una sociedad anónima que tiene como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 48,99% y en la que el Grupo tiene influencia significativa; al 31 de diciembre de 2024 esta compañía se encuentra en proceso de liquidación.

- (3) Enel X Way Colombia S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta y adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 40,00% y en la que el Grupo tiene influencia significativa. El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P.
- (4) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita", es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20,00% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (5) Colombia ZE S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, la cual fue constituida el 17 de abril de 2018 y tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo a que la participación es del 20,00% y en la que el Grupo tiene influencia significativa.

Información correspondiente a las asociadas:

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

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

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 para el estado de situación financiera y para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del periodo
Usme ZE S.A.S.	\$ 451.404.161	\$ 352.063.657	\$ 99.340.504	\$ 451.404.161	\$ 9.359.661
Fontibón ZE S.A.S.	403.564.462	324.392.413	79.172.049	403.564.462	15.988.298
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.545.153	26.436	20.518.717	20.545.153	(9.246.216)
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	47.154	13.786.270	13.833.424	26.280
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	3.402.941
Colombia ZE S.A.S.	180.209.041	179.193.534	1.015.507	180.209.041	52.452
Bogotá ZE S.A.S.	179.022.882	178.591.857	431.025	179.022.882	(528.139)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	AI 31 de diciembre de 2024	AI 31 de diciembre de 2023
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 418.046.596	\$ 392.397.558
Programas informáticos (2)	286.785.946	333.592.873
Otros activos intangibles identificables	277.362.633	389.676.773
<i>Construcciones y avances de obras (3)</i>	226.812.271	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	50.550.362	50.629.900
Concesiones (4)	272.740.715	261.193.328
Derechos y servidumbres (5)	98.125.901	90.083.310
Costos de desarrollo	24.863.329	27.568.973
Licencias	3.644.390	4.748.760
Activos intangibles, neto	\$ 1.381.569.510	\$ 1.499.261.575
Costo		
Costos por obtención de contratos	494.427.019	428.591.631
Programas informáticos	971.629.216	851.054.483
Otros activos intangibles identificables	338.041.110	435.277.222
<i>Construcciones y avances de obras</i>	226.812.271	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	111.228.839	96.230.349
Concesiones	1.477.413.221	1.280.688.387
Derechos y servidumbres	176.305.480	163.303.223
Costos de desarrollo	60.442.949	62.528.219
Licencias	94.469.114	93.243.845
Activos Intangibles, bruto	\$ 3.612.728.109	\$ 3.314.687.010
Amortización		
Costos por obtención de contratos	(76.380.423)	(36.194.073)
Programas informáticos	(684.843.270)	(517.461.610)
Otros Activos intangibles identificables	(60.678.477)	(45.600.449)
Concesiones	(1.204.672.506)	(1.019.495.059)
Derechos y servidumbres	(78.179.579)	(73.219.913)
Costos de desarrollo	(35.579.620)	(34.959.246)
Licencias	(90.824.724)	(88.495.085)
Amortización acumulada	\$ (2.231.158.599)	\$ (1.815.425.435)

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

En la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde al PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW. El aumento en diciembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.409,15 diciembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde a la amortización por \$(167.381.658), adiciones y otros por \$120.574.731; asociado a la reducción de actividades de los sistemas de servicios centralizados para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades relacionadas al software de los siguientes proyectos: plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (CRM, sales, GBS, Enel Flex) por \$(15.305.014), proyectos relacionados ICT Colombia \$(18.150.447); proyectos de infraestructura global \$(9.915.276), proyectos relacionados a ERP SAP \$(3.180.897) licencias y otros programas de ICT \$(255.293).

- (3) 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 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Colombia		
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá.	\$ 88.189.495	\$ 92.226.429
BD- solar–Atlántico PV.	25.518.427	19.640.861
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT.	19.754.873	13.332.087
BD -Valledupar-Chemesky-windpeshi.	18.373.250	13.915.312
Smart Meter y Smart Tracking.	8.006.841	15.148.809
BD–Chinú-Sahagun.	7.709.086	34.032.123
Proyecto Billing Faro.	7.552.192	19.839.064
Cybersecurity.	6.590.550	5.322.080
Nuevos desarrollos Digital Hub.	6.182.741	30.090.392
Salesforce.	6.150.487	5.494.897
Maintenance remote control.	5.304.988	965.473
Plan Data.	5.209.844	9.871.506
Desarrollo de nuevas soluciones.	4.258.343	934.162
BD–solar–Guayepo.	4.240.151	20.220.111
Liquidadores CFC, project y NewCo.	3.629.199	6.530.196
Cross nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas.	2.818.530	166.212
Arora-Complex project advanced mon.	2.335.805	4.203.451
Enel X S.A.S. E.S.P.: Plataforma Comercial y Facturador EMPSSI.	1.151.286	118.527
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP.	496.222	4.299.032
Guayepo Solar S.A.S. y Guayepo III S.A.S. E.S.P.: Licencias ambientales.	439.499	-
BD–wind Tumawind.	438.551	483.553
Proyectos market GDS.	397.293	11.780.731
Foundation layer –GR&3DM.	-	6.929.030
Resource allocation optimization.	-	4.093.499
BD- solar- El Paso Extensión.	-	4.090.591
Network analysis tool.	-	3.542.093
Otros proyectos corporativos y comerciales–ICT y renovables.	-	3.389.407
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución.	-	2.567.710
Global Fonto office.	-	1.033.100
BD–solar–Fundación y La Loma.	-	130.203
Centroamérica		
Guatemala		
Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	1.644.738	4.422.327
Panamá		
Enel Fortuna S.A.: Smart Meter Cost.	269.835	233.905
Costa Rica		
Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	150.045	-
	\$ 226.812.271	\$ 339.046.873

(4) Las concesiones corresponden a:

• **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031 por un valor de US \$61.957.819. El aumento en diciembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.409,15 diciembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

Costa Rica	
Costo	\$ 1.279.001.470
Amortización	(1.118.481.794)
Neto Concesiones	\$ 160.519.676

Panamá:

La compañía Enel Fortuna S.A., tiene un contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300 MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. El incremento en diciembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.409,15 diciembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

Table with 2 columns: Item, Amount. Rows: Costo (\$ 198.411.751), Amortización ((86.190.712)), Neto Concesiones (\$ 112.221.039).

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años; las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión), Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT.

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

La amortización al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde a \$4.742.437 y \$4.623.035, respectivamente.

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

95

Table with 10 columns: Item, Costos de desarrollo, Concesiones, Derechos y servidumbres, Licencias, Programas informáticos, Construcciones y avances de obras, Costos por contratos, Otros recursos intangibles, Activos Intangibles. Rows include Saldo inicial al 01 de enero de 2023, Adiciones, Traspasos, Amortización, Retiros, Otros decrementos, Total movimientos, Saldo final al 31 de diciembre de 2023, and Saldo final al 31 de diciembre de 2024.

(a) Al 31 de diciembre de 2024 se registraron adiciones correspondientes a:

Table with 2 columns: Principales proyectos, Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024. Rows: Colombia, Proyectos COM y evolutivos de negocio, Otros proyectos renovables, Asistencias E-home, Licencias y desarrollos Salesforce, Proyectos Derms, enelflex, Market, Dominios Plataforma GBS, Proyecto Local System Colombia.

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

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
ICT Mandatory	6.509.861
Desarrollos y evolutivos menores	5.970.389
Otros Proyectos de ICT	5.738.611
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.:Plataforma Comercial EMPSSI	1.344.205
Guayepo Solar S.A.S., Guayepo III S.A.S. E.S.P. y Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P.: Licencias ambientales.	449.189
Centroamérica	
Guatemala: Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	542.325
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	150.014
	\$ 88.896.872

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

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2024
Proyecto Billing Faro	\$ 20.074.051
Programas de Mantenimientos y permisos	18.347.962
Programas de Mantenimientos	14.216.617
Proyecto E-Home	10.640.461
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	10.037.310
proyectos son Guayepo I y II y la Loma.	8.004.550
Actualizaciones de programas	7.971.572
Proyecto Cybersecurity	7.773.078
Proyecto Saman	6.099.330
Programas Salesforce-Mulesoft	5.046.659
Proyecto Enel Flex	3.704.479
Proyectos Liquidadores	3.629.199
Evolutivos técnicos y de negocio	3.284.657
Proyecto COM	2.792.319
Proyecto xCustomer B2B/G	2.109.950
Proyecto Local system Colombia	1.881.263
Proyecto SAP ISU GO-live	1.637.790
Proyectos Management (ambientes de desarrollo)	1.016.587
Licencias	630.827
	\$ 128.898.661

96

(c) El valor de incrementos (decrementos) a diciembre de 2024 por valor de \$34.613.076 corresponde a:

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

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
Proyecto Atlántico	\$ (45.136.239)
Proyecto Sahagun y Chinu	(12.220.136)
Proyecto Guayepo	(8.576.140)
	\$ (65.932.515)

El decremento de los proyectos por \$(65.932.515) obedece principalmente a los gastos incurridos en la fase desarrollo por parte de BD (Business Development) que se encuentran en el activo intangible, los cuales fueron trasladados al proyecto E&C (engineering and construcción) en el rubro de propiedad planta y equipo y la baja del proyecto Sahagun por abandono.

Centroamérica:

Los otros incrementos (decrementos) para las compañías de Centroamérica corresponden a \$100.545.591 por efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2024 y 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2024, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

Promedio de años de vida útil estimada Colombia

Concepto	2024	2023
Derechos y servidumbres	30	30
Costos de desarrollo	7	6
Licencias	4	3
Programas informáticos	3	3

Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica

Concepto	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Concesiones	50	50	42	42	Plazo contrato	-
Costos de desarrollo	15	15	15	15	-	-
Licencias	-	-	5	5	-	-
Programas informáticos	5	5	5	5	5	5

97

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	AI 31 de diciembre de 2024	AI 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos (1)	\$ 19.443.635.129	\$ 17.022.048.582
Plantas de generación hidroeléctrica	9.871.775.892	9.208.262.110
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.705.842.662	6.175.546.734
Renovables	2.259.766.106	1.022.457.466
Plantas de generación termoeléctrica	606.250.469	615.782.272
Construcción en curso (2) (*)	2.157.366.098	2.765.986.400
Edificios (3)	1.454.803.026	1.100.451.225
Terrenos (3)	509.529.836	491.508.380
Arrendamientos financieros (4)	294.006.334	265.381.232
Activos por uso NIIF 16	294.006.334	265.381.232
Terrenos	169.850.807	149.631.324
Edificios	101.760.369	103.540.662
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	22.395.158	12.209.246
Instalaciones fijas y otras (3)	126.445.037	113.403.995
Otras Instalaciones	85.362.733	76.400.378
Instalaciones fijas y accesorios	41.082.304	37.003.617
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 23.985.785.460	\$ 21.758.779.814
Costo		
Plantas y equipos	\$ 31.763.057.738	\$ 28.385.377.328
Plantas de generación hidroeléctrica	15.201.175.474	14.073.116.411
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	12.963.735.673	12.066.662.093
Renovables	2.478.529.215	1.160.808.501
Plantas de generación termoeléctrica	1.119.617.376	1.084.790.323

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Construcción en curso	2.157.366.098	2.765.986.400
Edificios	1.674.537.915	1.279.063.769
Terrenos	509.529.836	491.508.380
Arrendamientos financieros	399.019.311	345.216.141
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	398.179.709	344.376.539
Terrenos	201.032.188	175.439.907
Edificios	118.604.033	115.109.965
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	78.543.488	53.826.667
Instalaciones fijas y otras	502.049.375	447.420.544
Otras Instalaciones	371.654.097	336.747.098
Instalaciones fijas y accesorios	130.395.278	110.673.446
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 37.005.560.273	\$ 33.714.572.562
Depreciación		
Plantas y equipos (**)	\$ (12.319.422.609)	\$ (11.363.328.746)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.287.120.624)	(4.849.081.503)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(42.278.958)	(15.772.798)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.257.893.011)	(5.891.115.359)
Renovables	(218.763.109)	(138.351.035)
Plantas de generación termoeléctrica	(513.366.907)	(469.008.051)
Edificios	(219.734.889)	(178.612.544)
Arrendamientos financieros	(105.012.977)	(79.834.909)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(104.173.375)	(78.995.307)
Terrenos	(31.181.381)	(25.808.583)
Edificios	(16.843.664)	(11.569.303)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(56.148.330)	(41.617.421)
Instalaciones fijas y otras	(375.604.338)	(334.016.549)
Otras instalaciones	(286.291.364)	(260.346.720)
Instalaciones fijas y accesorios	(89.312.974)	(73.669.829)
Depreciación acumulada	\$ (13.019.774.813)	\$ (11.955.792.748)

98

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

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

(1) Centroamérica y Colombia

En los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.618.037.244
Guatemala	1.421.187.865
Costa Rica	109.962.226
Total Centroamérica	\$ 3.149.187.335
Colombia	16.294.447.794
Total plantas y equipos	\$ 19.443.635.129

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 31 de diciembre de 2024, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se presentan los principales proyectos:

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

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Colombia		
Expansión y mantenimiento de redes en media y baja tensión, rural y urbana.	\$ 772.927.306	\$ 746.548.892
Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión.	369.719.242	129.907.326
Solar Guayepo.	355.774.633	1.202.273.944
Solar Atlántico. (*)	156.095.259	-
CH-Guavio.	91.139.839	50.255.847
Proyecto fotovoltaico Cosenit.	75.608.705	50.600.643
Mantenimiento y ampliación de redes de Alumbrado público.	71.180.708	19.240.199
Adecuaciones sedes comerciales y administrativas.	43.893.495	51.921.164
Solar La Loma.	33.284.325	39.559.999
Solar Fundación.	31.895.347	28.257.152
CH-Muña.	23.455.507	23.458.455
CH-Quimbo.	23.214.967	39.308.121
Reposición de infraestructura en redes de media tensión rural y urbano.	16.393.080	11.654.688
CC-Termozipa.	11.600.621	3.305.978
CH-Pagua (Guaca –Paraíso).	7.965.805	16.659.516
CH-Betania.	2.734.260	941.170
CH-Centrales menores Río Bogotá.	2.686.840	1.224.429
El Paso.	1.694.847	47.371.575
Torres de medición.	1.222.774	1.662.497
Otras inversiones.	1.138.422	3.041.338
Normalización líneas de alta tensión.	-	110.409.171
Compra bodega archivo central T Patio	-	41.561.542
Proyecto seguridad en subestaciones y otras inversiones menores.	-	9.855.926
Alumbrado público rural.	-	769.335
CH-Tequendama.	-	124.265
Centroamérica		
Panamá:		
Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos mayores subestaciones, casa de máquinas, obras civiles y proyecto Silicom.	22.975.817	16.834.220
Enel Renovable S.R.L.: SMA Residencial Cabins, proyecto Esperanza	8.757.145	3.229.651
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	5.495.061	5.739.101
Generadora Solar El Puerto S.A.: Otros (**)	2.631.845	94.845.443
Generadora Solar Austral S.A.: Automatización y sistema de control.	1.917.263	8.454.788
Guatemala:		
Generadora de Occidente S.A.: Casa de máquinas, proyecto repowering El Canada, proyecto embalse, proyecto comunicación de generación.	5.455.574	1.641.838
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto de canales y proyecto de presa.	5.266.108	2.599.663
Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa, proyecto línea de transmisión y proyecto de comunicación.	3.342.489	2.079.043
Enel Guatemala S.A.: Proyecto Trading Tool	828.612	478.865
Generadora Montecristo S.A.: Proyecto casa de máquinas.	555.024	170.616
Costa Rica:		
PH Don Pedro S.A.: Proyecto Gobernador y recuperación de rodete	2.043.641	-
PH Río Volcán S.A.: Proyecto Gobernador y recuperación de rodete	1.068.557	-
PH Chucás S.A.: Proyecto de automatización, compuertas vertero y sistema de protección margen izquierdo.	3.276.217	-
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	126.763	-
Total Construcciones en Curso	\$ 2.157.366.098	\$ 2.765.986.400

(*) Corresponde a capitalizaciones del activo en curso por valor por \$87.150.580 más anticipos por valor de \$68.944.679 para el proyecto de energías renovables Solar Atlántico.

(**) La disminución con respecto a diciembre 2023 corresponde principalmente al paso a operación de propiedad, planta y equipo en la compañía Generadora Solar El Puerto S.A. en marzo 2024.

(3) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 31 de diciembre de 2024:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 8.173.127
Costa Rica	1.590.900
Guatemala	1.190.116
Total Centroamérica	\$ 10.954.143
Colombia	498.575.693
Total Terrenos	\$ 509.529.836
Edificaciones	Valor
Panamá (*)	\$ 239.639.262
Guatemala	8.851.312
Costa Rica	94.214
Total Centroamérica	\$ 248.584.788
Colombia	1.206.218.238
Total Edificaciones	\$ 1.454.803.026
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 25.961.122
Panamá	24.153.613
Costa Rica	14.611.374
Total Centroamérica	\$ 64.726.109
Colombia	61.718.928
Total Otras instalaciones	\$ 126.445.037

(*) El aumento con respecto a diciembre 2023 corresponde principalmente al paso a operación de propiedad, planta y equipo en la compañía Generadora Solar El Puerto S.A.

(4) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 31 de diciembre de 2024:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 20.071.368
Guatemala	19.542.369
Total Centroamérica	\$ 39.613.737
Colombia	130.237.070
Total terrenos	\$ 169.850.807
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 4.614.564
Panamá	3.662.831
Costa Rica	2.199.515
Total Centroamérica	\$ 10.476.910
Colombia	91.283.459
Total edificaciones	\$ 101.760.369
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 962.571
Panamá	181.837
Total Centroamérica	\$ 1.144.408
Colombia	21.250.750
Total otras instalaciones	\$ 22.395.158

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 01 de enero de 2023	\$ 3.706.038.784	\$ 434.629.979	\$ 570.746.420	\$ 11.197.855.235	\$ 5.610.294.437	\$ 95.274.388	\$ 287.711.526	\$ 21.902.550.769
Adiciones	2.735.217.562	965.580	195.521	4.743.202	1.092.071	5.262.124	31.628.209	2.779.104.269
Trasposos	(2.502.104.154)	63.496.375	590.325.550	732.515.642	1.062.569.622	53.196.965	-	-
Retiros	-	(860.050)	(2.803)	(532.960)	(9.077.269)	(19.225)	(9.567.652)	(20.059.959)
Gasto por depreciación	-	-	(25.673.102)	(341.542.768)	(396.030.096)	(31.060.119)	(27.420.918)	(821.727.003)
Otros decrementos	(20.896.991)	(2.171.416)	(31.813.195)	(878.408.155)	(19.513.763)	(7.436.856)	(16.969.933)	(977.210.309)
(Deterioro) recuperación propiedad planta y equipo	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
Movimientos Transmisora de Energía Renovables S.A.	(278.669)	(78.387)	(153.150)	-	(73.788.268)	(1.520.297)	-	(75.818.771)
Movimientos Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
Total movimientos	(534.842.111)	56.878.401	529.704.805	(351.353.387)	565.252.297	18.129.607	(22.330.294)	261.439.318
Proyectos mantenidos para la venta	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
Saldo final 31 de diciembre de 2023	\$ 2.765.986.400	\$ 491.508.380	\$ 1.100.451.225	\$ 10.846.501.848	\$ 6.175.546.734	\$ 113.403.995	\$ 265.381.232	\$ 21.758.779.814
Adiciones (a)	2.098.256.404	600.891	6.845.283	4.610.707	4.077.011	11.466.295	14.198.074	2.140.054.665
Trasposos(b)	(2.757.970.867)	24.977.465	358.350.710	1.376.828.797	967.188.275	30.625.620	-	-
Retiros (c)	(288.400)	(29.188)	(75.760)	(1.452.231)	(12.090.585)	(437.187)	(128.182)	(14.501.533)
Gasto por depreciación	-	-	(35.649.853)	(358.732.253)	(427.397.250)	(34.803.719)	(30.586.881)	(887.169.956)
Otros (decrementos) incrementos (d)	51.382.561	(7.527.712)	24.881.421	870.035.599	(1.481.523)	6.190.033	45.142.091	988.622.470
Total movimientos	(608.620.302)	18.021.456	354.351.801	1.891.290.619	530.295.928	13.041.042	28.625.102	2.227.005.646
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 2.157.366.098	\$ 509.529.836	\$ 1.454.803.026	\$ 12.737.792.467	\$ 6.705.842.662	\$ 126.445.037	\$ 294.006.334	\$ 23.985.785.460

(a) Al 31 de diciembre de 2024, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública, a continuación, el detalle:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2024
Colombia		
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	\$ 817.284.294
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	473.096.415
Subestaciones y centros de transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	380.239.580
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	109.414.529
CH-Guavio	Recuperación sistemas de iluminación y ventilación, topografía; recuperación ductos, sistema de turbinas, instrumentación presa, recuperación estructuras central, recuperación transformadores y sistemas de refrigeración.	89.575.096
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, servicios de ingeniería y obras; pavimentación vías.	45.855.048
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.	38.735.147
Solar Fundación, la Loma y El Paso	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	28.160.752
Sedes administrativas y comerciales	Obras civiles, mobiliarios, equipos de cómputo y comunicación sedes comerciales y administrativas.	23.388.279
CH- Paraiso	Modernización sistemas biofiltro, recuperación transformadores, turbina y perfil hidráulico, sistemas de automatización y telecontrol.	23.017.885
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, cargadores de baterías y sistemas de refrigeración.	18.483.727
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina.	15.843.349
CH- Dario Valencia	Automatización y telecontrol; recuperación y recubrimiento tubería; reacondicionamiento de rodetes y suministro de repuestos unidades.	9.467.997
Arrendamientos financieros	Contratos nuevos principalmente de terrenos y vehículos.	6.682.960
Enel X S.A.S. E.S.P.	Equipos de medida	642.145

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2024
Centroamérica		
Panamá	Enel Fortuna S.A.: Estribo, infraestructura de comunicación e instrumentos de medición.	18.849.095
Panamá	Enel Renovable S.R.L.: Intrinsic Safety Plan	5.449.709
Panamá	Compañías Generadora Solar El Puerto S.A. y Generadora Solar Austral S.A.: Otros proyectos.	4.307.740
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas y proyecto de canales.	10.371.909
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: Proyecto casa de máquinas y proyecto repowering El Canada.	6.521.883
Guatemala	Tecnoguat S.A.: Proyecto línea de trasmisión, proyecto de presa.	5.195.346
Guatemala	Generadora Montecristo: Proyecto casa de máquinas.	1.324.157
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: Proyectos GDS.	1.632.575
Costa Rica	PH Chucás S.A.: Proyecto de automatización, compuertas vertero y sistema de protección margen izquierdo.	3.276.087
Costa Rica	PH Don Pedro S.A.: Proyecto Gobernador y recuperación de rodete	2.043.641
Costa Rica	PH Rio Volcán S.A.: Proyecto Gobernador y recuperación de rodete	1.068.557
Costa Rica	Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	126.763
Total adiciones		\$ 2.140.054.665

(b) Al 31 de diciembre de 2024, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Colombia	
Solar Guayepo	\$ 1.344.795.679
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública.	573.434.570
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	385.517.969
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación.	97.543.915
Solar El Paso, Fundación y la Loma.	60.622.390
CH-Guavio	48.023.410
CH-Guaca y Paraíso	45.224.794
CC-Termozipa	38.011.917
CH-Quimbo y Betania	19.775.907
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	18.316.455
Centroamérica	
Panamá: Paso a operación de la planta en marzo 2024 compañía Generadora Solar El Puerto S.A.	105.177.728
Panamá: Infraestructura y edificación compañía Generadora Solar Austral S.A.	7.517.515
Panamá: CyberSecurity, Intelligent Panel Swap compañía Enel Fortuna S.A.	7.181.266
Panamá: Otros proyectos	2.064.060
Guatemala: Otros proyectos.	1.204.712
Guatemala: Proyecto canales.	1.130.462
Guatemala: Proyecto casa de máquinas.	997.040
Guatemala: Proyecto embalse.	754.670
Guatemala: Proyecto línea de transmisión.	676.408
Total	\$ 2.757.970.867

(c) Al 31 de diciembre de 2024 se realizan bajas por \$14.501.533 correspondientes principalmente a inventario cíclico en subestaciones y transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$12.090.585 en la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.

(d) Al 31 de diciembre de 2024 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización de VPN de provisiones de desmantelamiento y ambientales de acuerdo con la CINIIF 1 por \$452.009.259, principalmente por la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes de Quimbo por \$417.608.879, constitución de la provisión ambiental de Guayepo I y II por \$54.474.918 y provisión CAR por \$(26.402.460).

Adicionalmente otros incrementos por traslados entre activos por \$44.838.751, principalmente por cambio de estatus de proceso de investigación a construcción; y arrendamientos financieros por \$38.104.214, principalmente por renovación de contratos de vehículos por \$23.558.617 y por actualización de contratos por IPC por \$11.876.619.

Centroamérica

Los otros incrementos y decrementos para las compañías de Centroamérica por \$455.101.771, corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2024 y 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) El Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 31 de diciembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

Promedio de años de vida útil de años estimada Colombia		
Clases de propiedad, planta y equipo	2024	2023
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	55
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27
Torres de medición eólica	2	3
Estaciones solares (*)	22	7
Páneles y Miscelaneos	27	26
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	34	34
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	20	21
Edificios	45	46
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

(*) La línea de generación y renovables, para propiedad planta y equipo se incrementa con respecto a diciembre 2023 dado que el mes de septiembre de 2024 comenzó a depreciar la estación solar de Guayepo 1 que tiene 30 años de vida útil.

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica					
	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Plantas y equipos	50	50	50	50	50	50
Equipo eléctrico	-	-	50	50	-	-
Edificios	50	50	20	-	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5-10	5-10	5	-	5	5
Activos para uso NIIF 16						
<i>Edificios</i>	10	10	10	10	10	10
<i>Terrenos</i>	-	-	50	50	50	50
<i>Vehículos</i>	3	3	3	3	3	3

Arrendamiento financiero

En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a los arrendamientos de terrenos por \$130.237.070, edificios por \$91.283.459 e instalaciones fijas y otros por \$21.250.750.

- Terrenos:

Corresponde principalmente a los terrenos en los que se están desarrollando los proyectos de la línea de renovables y a los patios de recarga de Transmilenio S.A.; los principales terceros son C.I. Alliance S.A. con un 16,13%, Terrapuerto S.A.S. con un 12,33%, Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. con un 9,77%, Luz Charris y Herederos S.A.S con un 8,95%; contratos que se terminarán de amortizar en un período máximo de 357 cuotas.

- Edificios:

Corresponde principalmente al arrendamiento de las oficinas del Edificio Corporativo Q93 con el tercero Bancolombia S.A. con un 27%; estos contratos se terminarán de amortizar en un período máximo de 99 cuotas.

- Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte):

Corresponden principalmente a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A.S., ADL Automotive S.A., Busexpress S.A.S. y Compañía Naviera Guavio; son vehículos destinados para apoyar la operación y vehículos gerenciales.

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 99 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

Respecto a la flota de vehículos está contratada principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A. en un 72,32%, ALD Automotive S.A. en un 11,28% y Busexpres S.A. en un 8,82%, los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 42 cuotas.

Centroamérica

Guatemala: Corresponde principalmente al edificio de las oficinas centrales con el tercero Birra S.A., a una flotilla de Pick Up con el tercero Gustavo Molina Marter List. y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A., principalmente con los terceros Quenenee S.A. e Instituto Nacional De Electrificación (INDE).

Panamá: Corresponde principalmente a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Renovable S.R.L. y Generadora Solar Austral S.A.; en el rubro de edificios, las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá con el tercero Inversiones Hayat S.A. a una tasa de 4,95% y vehículos para uso en las plantas.

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica, con el tercero Oficentro 2 a una tasa de 8,5% anual.

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 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 45.698.533	\$ 6.257.714	\$ 39.440.819	\$ 33.615.305	\$ 5.980.289	\$ 27.635.016
Posterior a un año pero menor de cinco años	88.302.284	18.903.585	69.398.699	73.706.685	20.990.596	52.716.089
Posterior a cinco años menor de diez años	196.769.087	8.925.764	187.843.323	189.151.600	6.015.825	183.135.775
Total	\$ 330.769.904	\$ 34.087.063	\$ 296.682.841	\$ 296.473.590	\$ 32.986.710	\$ 263.486.880

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	\$	103.540.662	\$	149.631.324	\$ 12.209.246	\$ 265.381.232
Adiciones (1)		61.883		12.664.507	1.471.684	14.198.074
Retiros		(40.520)		-	(87.662)	(128.182)
Gasto por depreciación		(8.249.602)		(6.203.250)	(16.134.029)	(30.586.881)
Otros incrementos		6.447.946		13.758.226	24.935.919	45.142.091
Total movimientos año 2024		(1.780.293)		20.219.483	10.185.912	28.625.102
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$	101.760.369	\$	169.850.807	\$ 22.395.158	\$ 294.006.334

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2023:

	Edificios		Terrenos		Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	\$	123.931.330	\$	143.867.291	\$ 19.912.905	\$ 287.711.526
Adiciones		2.225.192		21.619.729	7.783.288	31.628.209
Retiros		(9.046.665)		-	(520.987)	(9.567.652)
Gasto por depreciación		(5.835.617)		(6.979.446)	(14.605.855)	(27.420.918)
Otros decrementos		(7.733.578)		(8.876.250)	(360.105)	(16.969.933)
Total movimientos año 2023		(20.390.668)		5.764.033	(7.703.659)	(22.330.294)
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$	103.540.662	\$	149.631.324	\$ 12.209.246	\$ 265.381.232

- (1) Corresponde principalmente a contratos nuevos de terrenos en la compañía de Panamá Generadora Solar Austral S.A.

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes del Grupo:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 211,4 millones en exceso de USD 250 millones) (*).	USD 211.400	1/11/2025	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD\$ 250 millones en exceso de USD\$ 20 millones (*).	USD 250.000	1/11/2025	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual.	USD 20.000	1/11/2025	Axa Colpatria Seguros S.A.
	Responsabilidad civil ambiental.	\$ 95.819.472	1/11/2025	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 1.085.650	1/11/2025	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad civil extracontractual.	\$ 3.000.000 por vehículo	3/2/2025	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$ 5.000.000 por despacho	31/7/2025	HDI Seguros S.A.

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

(*) Cifras de la vigencia 2023 a 2024. Póliza que al 31 de diciembre de 2024 está en expedición de renovación.

15. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2023. A continuación, el detalle de esta:

Sociedad	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 110.068.116	\$ 95.412.005
Enel Renovable S.R.L. (*)	14.337.182	8.003.310
Jaguito Solar 10MW, S.A. (*)	-	1.474.937
Progreso Solar 20 MW, S.A. (*)	-	2.949.870
	\$ 124.405.298	\$ 107.840.122

106

(*) La plusvalía generada por la compañía Progreso Solar 20 MW, S.A. y Jaguito Solar 10MW, S.A., se traslada a la compañía Enel Renovable S.R.L. de acuerdo con el proceso de fusión realizado en mayo y julio del 2024, respectivamente.

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

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

- **Evolución de la demanda:** la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo.
- **Hidrología:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año y medio.
- **Precios de compra y venta de energía:** se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del spot previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el índice de precios al consumidor), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- **Fuentes externas:** Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. La tasa de crecimiento (g) utilizada para extrapolar las proyecciones, al 31 de diciembre de 2024 para las sociedades en Panamá en las que se encuentra asignadas las plusvalías en mención, corresponde a 2.3% en función de la inflación de Estados Unidos considerando que es la moneda fuerte de este país.

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2024 de las sociedades, se encuentran en 16,2% y 9,8%, tasas calculadas mediante el método iterativo, el cual determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

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

16. Impuestos diferidos, neto

Activos por Impuestos Diferidos

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

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%. El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2024 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica		Panamá		Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.		Al 31 de diciembre de 2024	
Activos por impuestos diferidos (1)	\$	3.587.064	\$	7.694.797	\$	6.169.726	\$	17.451.587
Total impuesto diferido activo	\$	3.587.064	\$	7.694.797	\$	6.169.726	\$	17.451.587

(1) Al 31 de diciembre de 2024, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

Impuesto diferido activo	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Provisiones y otros (a)	\$ 17.814.723	\$ 225.066	\$ 1.322.637	\$ 19.362.426
Propiedad planta y equipo	341.795	76.507	(2.329.141)	(1.910.839)
Total impuesto diferido activo	\$ 18.156.518	\$ 301.573	\$ (1.006.504)	\$ 17.451.587

(a) Al 31 de diciembre de 2024, el detalle de provisiones y otros, asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 11.439.428	\$ 1.322.637	\$ 12.762.065
Otros	6.375.295	225.066	6.600.361
	\$ 17.814.723	\$ 1.547.703	\$ 19.362.426

Pasivos por Impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2024:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (1)	\$ 90.719.956	\$ 71.483.616	\$ -	\$ -	\$ 162.203.572
Obligaciones de aportación definida	84.311.388	1.432.984	(76.396.936)	-	9.347.436
Forward y swap	14.670.913	(1.525.527)	(38.443.810)	-	(25.298.424)
Total impuesto diferido activo	\$ 189.702.257	\$ 71.391.073	\$ (114.840.746)	\$ -	\$ 146.252.584
Impuesto diferido pasivo					
Otros	(342.065)	26.306	-	-	(315.759)
Método de participación Centroamérica	(82.084.198)	(4.763.877)	26.711.668	-	(60.136.407)
Centroamérica (2)	(163.048.018)	-	-	(30.275.628)	(193.323.646)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(472.363.068)	(94.904.779)	-	-	(567.267.847)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (717.837.349)	\$ (99.642.350)	\$ 26.711.668	\$ (30.275.628)	\$ (821.043.659)
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (528.135.092)	\$ (28.251.277)	\$ (88.129.078)	\$ (30.275.628)	\$ (674.791.075)

- i. La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente por la diferencia de vidas útiles fiscales y contables de los activos fijos y el movimiento de pasivos estimados y provisiones
- ii. El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.

(1) Al 31 de diciembre de 2024, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2024
Otros	\$ 7.419.751	\$ 58.629.940	\$ 66.049.691
Provisión de cuentas incobrables (a)	45.148.290	11.248.046	56.396.336
Provisión obligaciones laborales (b)	19.721.110	(193.026)	19.528.084
Provisiones de trabajos y servicios	13.330.220	2.102.685	15.432.905
Provisión por desmantelamiento	4.027.794	768.762	4.796.556
Provisión Compensación Calidad	1.072.791	(1.072.791)	-
	\$ 90.719.956	\$ 71.483.616	\$ 162.203.572

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

(2) **Centroamérica:**

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

Centroamérica	Al 31 de diciembre de 2024
Costa Rica (a)	\$ (160.229.960)
Panamá (b)	(33.093.686)
Total impuesto diferido, neto	\$ (193.323.646)

109

- (a) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Río Volcán S.A.
- (b) La provisión de impuesto diferido pasivo neto, comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales.
- (3) El exceso de la depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto El Quimbo tienen un tratamiento especial:
- Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a El Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2024 se presenta a continuación:

2024 en adelante	
Provisiones y pasivos estimados	\$ 331.263.417
Obligaciones de aportación definida	22.583.543
Cartera	135.695.924
Otros	(25.358.319)
Instrumentos financieros	(47.825.051)
Propiedades, planta y equipo	(1.621.851.179)
	\$ (1.205.491.665)
Tarifa	35%
Impuesto	(421.922.083)
Ganancias ocasionales	2.533.770
Tarifa	15%
Impuesto	380.066
Donaciones	844.001
Tarifa	25%
Impuesto	210.995
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	\$ (421.331.022)
Base método de participación de Centroamérica	251.197.496
Impuesto pasivo por método de participación	\$ (60.136.407)
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	\$ (193.323.646)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (674.791.075)

17. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 1.102.346.174	\$ 129.798.443	\$ 6.863.020.482	\$ 1.220.069.502	\$ 133.753.514	\$ 5.281.476.666
Bonos emitidos (2)	756.339.530	16.466.877	972.363.932	691.910.405	29.929.579	1.728.631.355
Obligaciones por leasing (3)	28.736.778	7.230.783	264.510.509	21.522.710	6.578.805	242.274.515
Instrumentos derivados (4)	2.832.573	-	-	76.927.698	-	1.256.036
	\$ 1.890.255.055	\$ 153.496.103	\$ 8.099.894.923	\$ 2.010.430.315	\$ 170.261.898	\$ 7.253.638.572

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Occidente S.A.	10,19%	18/6/2025	\$ 955.208	\$ 250.000.000	\$ 250.955.208	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
Banco de Occidente S.A.	11,03%	15/11/2025	2.076.526	150.000.000	152.076.526	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	9,95%	14/3/2025	150.640.000	-	150.640.000	-	-	-	-	-	-
Mufg Bank Ltd.	13,67%	12/4/2028	19.394.669	113.937.500	133.332.169	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	-	569.687.500
Itaú Colombia S.A.	11,34%	16/8/2025	1.522.585	109.000.000	110.522.585	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,16%	15/8/2025	998.505	71.000.000	71.998.505	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,30%	15/7/2026	5.833.833	60.000.000	65.833.833	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	10,31%	28/4/2029	4.500.347	50.000.000	54.500.347	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	200.000.000
Itaú Colombia S.A.	10,58%	18/6/2025	198.042	50.000.000	50.198.042	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	10,86%	14/1/2025	35.052.200	-	35.052.200	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	12,44%	19/2/2031	1.702.856	33.333.333	35.036.189	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	100.000.000	366.666.668

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
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

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

111

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 Bogotá S.A.	15,81%	10/2/2024	\$ 408.636.624	\$ -	\$ 408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente S.A.	15,35%	28/8/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/9/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/8/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/1/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/7/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/4/2028	24.795.977	-	24.795.977	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	15,18%	5/4/2028	16.881.920	-	16.881.920	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
International Finance Corporativo	16,17%	15/10/2031	16.710.754	-	16.710.754	-	-	-	60.557.850	1.134.415.602	1.194.973.452
Bancolombia S.A.	14,54%	15/7/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/7/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	13,66%	14/5/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,92%	28/4/2029	5.978.646	-	5.978.646	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,04%	30/11/2029	4.848.960	-	4.848.960	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,43%	5/4/2026	930.011	2.556.496	3.486.507	3.408.661	1.136.220	-	-	-	4.544.881
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	2.957.760	-	2.957.760	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,98%	19/10/2027	2.734.300	-	2.734.300	-	-	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
Bancolombia S.A.	13,78%	30/11/2027	1.749.733	-	1.749.733	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	16,89%	21/12/2027	1.458.875	-	1.458.875	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	14,50%	30/11/2028	1.089.597	-	1.089.597	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	13,63%	23/12/2027	649.000	-	649.000	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	6/1/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	8/2/2024	175.428	-	175.428	-	-	-	-	-	-
Total Créditos			\$ 568.493.187	\$ 785.329.829	\$ 1.353.823.016	\$ 275.679.494	\$ 1.229.011.220	\$ 1.438.875.000	\$ 793.495.350	\$ 1.544.415.602	\$ 5.281.476.666

Durante el 2024 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
European Investment Bank	27 de noviembre de 2024	28 de noviembre de 2033	9	\$ 1.060.459.200	IBR O/N + 1,79% SV
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	400.000.000	IBR + 2,96% MV
Bancolombia S.A.	21 de marzo 2024	21 de diciembre 2027	3	300.000.000	IBR 3M + 2,1%
European Investment Bank	27 de noviembre de 2024	28 de noviembre de 2033	9	265.114.800	IBR O/N + 2,39% SV
Banco de Occidente S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	250.000.000	IBR 3M + 1.15%
Banco de Bogotá S.A.	16 de septiembre 2024	14 de marzo de 2025	1	150.000.000	IBR 3M + 0,9%
Banco de Occidente S.A.	15 de noviembre 2024	15 de noviembre de 2025	1	150.000.000	IBR 3M + 1,43%
Itaú Colombia S.A.	16 de agosto 2024	16 de agosto de 2025	1	109.000.000	IBR 3M + 1,99%
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	100.000.000	IBR + 2,96% MV
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2025	1	71.000.000	IBR 3M + 1,83%
Banco Itaú S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	50.000.000	IBR 3M + 1,51%
Bancolombia S.A.	26 de febrero de 2024	26 de febrero 2031	7	35.000.000	IBR 1M + 1.85% NAMV
Davienda S.A.	13 de marzo de 2024	13 de marzo 2029	5	25.000.000	IBR 1M + 1.50% NAMV
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2034	10	20.000.000	IBR + 1,8% MV
Total \$				2.985.574.000	

Y se pagaron entre otros las siguientes obligaciones financieras:

- Banco de Bogotá S.A. con vencimiento 10 de febrero 2024 por \$(400.000.000).
- Banco BBVA Colombia S.A. con vencimiento 14 julio 2024 por \$(66.666.666).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 15 julio 2024 por \$(15.000.000) y \$(60.000.000).
- Banco de Occidente S.A con vencimiento 29 agosto 2024 por \$(70.000.000).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 28 agosto 2024 por \$(75.000.000).
- Mufig Bank con vencimiento 13 septiembre 2024 por \$(279.440.000).

Al 31 de diciembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P., dispone de \$2.800.899.591 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerir su uso, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso. Para esta misma fecha el Grupo no tiene ningún Covenant activo.

(2) La disminución de bonos a diciembre de 2024 corresponde a:

Generación: pago del Bono B15-09 por \$(55.500.000) e intereses por \$(2.005.049), y Bono B10-14 por \$(186.430.000) e intereses por \$(4.688.581), intereses otros bonos \$(70.844), se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$19.594.

Distribución: pago del Bono E4-20 por \$(250.000.000) e intereses por \$(2.844.608), Bono E7-17 por \$(200.000.000) e intereses por \$(3.721.729) e intereses otros bonos \$(59.783).

Generación

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes tres (3) emisiones de bonos en el mercado local, bajo el programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P.

A continuación, se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2024:

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

Actualmente Enel Colombia S.A. E.S.P. dispone de 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 le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, durante el período de vigencia del mismo.

Al 31 de diciembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también denominadas “Tramos” según la terminología utilizada en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Enel Colombia S.A. E.S.P. están calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas, bajo la administración de Deceval S.A. Cabe destacar que en 2024 no se realizó ninguna nueva emisión de bonos.

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

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$ 700.000.000
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer incremento al Cupo Global Autorizado:	En\$ 1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En\$ 850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En\$ 315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En\$ 650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En\$ 685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prorroga 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. E.S.P.
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 2024:	\$ 9.000.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2024:	\$ 3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2024:	\$ 5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

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

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$ 170.000.000
	Sub-serie B10:\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ -
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.

El 20 de febrero de 2017 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$170.000.000.

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

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

Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ -
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.

El 11 de febrero de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie A5 por \$49.440.000.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$160.060.000.

El 11 de febrero de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B15 por \$55.500.000.

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 2024	\$ -
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.

El 2 de julio de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$92.220.000.

El 2 de julio de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B9 por \$218.200.000.

El 2 de julio de 2021 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B12 por \$89.580.000.

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.2024	\$ 61.263
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ 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.

El 13 de diciembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$300.000.000.

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.2024	\$ 30.469
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ 363.030.000
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 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$201.970.000.

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.2024	\$ 74.804
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ 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.

El 16 de mayo de 2020 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$241.070.000.

El 16 de mayo de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$186.430.000.

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.2024	\$ -
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ -
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.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B3 por \$234.870.000.
El 11 de febrero de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B7 por \$290.130.000.

Octavo Tramo (*):

Table with 2 columns: Description and Value. Rows include: Valor total colocado (\$300.000.000 así: Sub-serie E6:\$300.000.000), Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024 (\$ -), 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.).

El 27 de septiembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E6 por \$300.000.000

Distribución

Para el negocio de distribución la deuda financiera en bonos está representada en cuatro (4) emisiones de vigentes en el mercado local.
A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local:

Table with 2 columns: Clase de Títulos and Bonos Ordinarios. Rows include: Aprobación inicial Superintendencia Financiera, Cupo Global Inicialmente Aprobado, Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación, Primer Incremento al Cupo Global Autorizado, Primera prórroga del plazo de colocación, Aprobación prórroga del plazo de colocación, Segunda prórroga del plazo de colocación, Segundo incremento al Cupo Global Autorizado, Aprobación incremento del cupo de colocación, Tercer incremento al Cupo Global Autorizado, Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación, Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado, Tercera prórroga al plazo de colocación, Inclusión papeles comerciales en el programa, Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación, Quinto incremento al Cupo Global Autorizado, Cuarta prórroga al plazo de colocación, Quinta prórroga al plazo de colocación, Sexto incremento al Cupo Global Autorizado, Modificación Razón Social, Inclusión nuevas especies de Bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie, Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2024, Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2024, Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2024, Administración.

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.p.A., también se aprobó el cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.
Como resultado de lo anterior, no se renovó el plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación que estaba a nombre de Codensa S.A. E.S.P.

Enel Colombia S.A. E.S.P. ha emitido un total de 10 tramos de bonos bajo el referido programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$ 225.000.000
	Sub-serie B3:\$80.000.000
	Sub-serie B6:\$145.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ -
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
Tasa Cupón	Sub-serie B6: 17 de febrero de 2016
	Sub-serie B3: IPC + 2,98% E.A.
	Sub-serie B6: IPC + 3,92% E.A

El 17 de febrero de 2013 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B3 por \$80.000.000.

El 17 de febrero de 2016 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$145.000.000.

Segundo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$375.000.000, así:
	Sub-serie B5:\$181.660.000
	Sub-serie B12:\$193.340.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2024	\$ 193.340.000
Valor nominal por bono	\$ 10.000
Plazos de emisión	Sub-serie B5: 5 años
	Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	15 de noviembre de 2013 para todas las series
Fecha de vencimiento	Sub-serie B5: 15 de noviembre de 2018
	Sub-serie B12: 15 de noviembre de 2025
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie B5: IPC + 3,92% E.A.
	Sub-serie B12: IPC + 4,80% E.A.
Calificación	AAA (Triple A)
	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.).

El 15 de noviembre de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$181.660.000

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 2024	\$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.

El 25 de septiembre de 2021 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B7 por \$185.000.000.

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 2024	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000

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

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.

El 15 de septiembre de 2020 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$90.000.000.

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 2024	\$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.

El 9 de marzo de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E2 por \$160.000.000.

El 9 de marzo de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$270.000.000.

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 2024	\$ -
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.

118

El 25 de mayo de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$52.220.000 y el 11 de junio de 2024 por \$147.780.000.

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 2024	\$360.000.000
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.

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 2024	\$ -
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.

El 23 de octubre de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B5 por \$195.000.000.

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 2024	\$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.

El 7 de marzo de 2023 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$280.000.000.

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 2024	\$250.000.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie E4: 4 años Sub-serie B7: 7 años
Fecha de emisión	25 de agosto de 2020
Fecha de vencimiento	Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024 Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027
Administrador de la emisión	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie E4: 4.70% E.A. Sub-serie B10: IPC +2,45% E.A.
Calificación	AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El 25 de agosto de 2024 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E4 por \$250.000.000.

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

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente		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
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días							
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

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente		Total corriente	1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días						
E4-2020	4,70%	Fija	\$ 1.165.748	\$ 250.000.000	\$ 251.165.748	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
E7-17	6,46%	Fija	824.600	200.000.000	200.824.600	-	-	-	-	-
B10-14	14,37%	Variable	3.181.242	186.410.405	189.591.647	-	-	-	-	-
B15-09	16,86%	Variable	56.721.389	-	56.721.389	-	-	-	-	-
B12-18	14,11%	Variable	4.813.120	-	4.813.120	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	15,44%	Variable	3.607.338	-	3.607.338	193.340.000	-	-	-	193.340.000
B7-20	12,85%	Variable	3.081.750	-	3.081.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B12-13	15,66%	Variable	3.050.904	-	3.050.904	362.959.025	-	-	-	362.959.025
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	200.000.000	-	-	-	200.000.000
B16-14	14,72%	Variable	2.837.088	-	2.837.088	-	-	-	162.412.457	162.412.457
B10-19	14,07%	Variable	1.811.000	-	1.811.000	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-12	14,16%	Variable	1.383.400	-	1.383.400	-	-	199.919.873	-	199.919.873
			\$ 85.429.579	\$ 636.410.405	\$ 721.839.984	\$ 756.299.025	\$ 250.000.000	\$ 199.919.873	\$ 522.412.457	\$ 1.728.631.355

120

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 15.006.994	\$ 160.365.440	\$ 9.398.887	\$ 139.705.485
Edificios (b)	11.140.238	89.857.576	10.047.105	96.608.555
Vehículos (c)	9.820.329	14.287.493	8.655.523	5.297.191
Redes eléctricas	-	-	-	663.284
Total	\$ 35.967.561	\$ 264.510.509	\$ 28.101.515	\$ 242.274.515

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento corresponde principalmente a:

- Nuevos contratos con Proaxa S.A.S. por \$3.245.854 por 3 años a una tasa del 10,63%, Concretos El Rubí S.A. por \$2.489.646 a 3 años con una tasa del 12,24%.
- Renovación del contrato de patios Transmilenio por 12 años a una tasa del 14,08% con Terrapuerto S.A.S. por \$5.846.715 a una tasa del 11,15%, C.I. Alliance S.A. por \$303.297 a una tasa de 11,15%.
- Actualización financiera por cambio de IPC de contratos con Maria Cecilia Botero por \$6.232.588, Compañía General de Actividades y Suministros S.A. por \$3.212.048 a una tasa del 11,15%, Luz Charris

y Herederos S.A. a una tasa del 13,64% por \$2.178.359, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. por \$1.986.873 a una tasa del 10,62%, F&M 160 S.A.S. por \$376.918, Agro Inversiones Campos Verdes S.A.S. por \$375.258, Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P. por \$329.169.

- Amortización de capital y pago de intereses con C.I. Alliance S.A. por \$(3.071.716), Terrapuerto S.A.S. por \$(2.403.429), Compañía General de Actividades y Suministros S.A. por \$(1.847.122), Inversiones Macondal S.A.S. por \$(1.440.728), Luz Charris y Herederos por \$(1.384.606) y Agropecuaria Doña Barbara & Cia. por \$(1.166.802).

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento corresponde principalmente a la renovación de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$24.444.193 a 3 años con una tasa del 10,84%, ALD Automotive S.A. por \$602.859 a 1 año con una tasa de 21.35%, Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$570.770 actualización IPC tasa del 10.96% y otros por \$129.726.

Adicionalmente pagos en intereses y capital de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(8.643.451), Busexpress S.A.S. por \$(3.050.547), ALD Automotive S.A. por \$(1.989.915) y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.844.271).

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(6.449.837), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(448.506), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por \$(367.155) y otros por \$(58.151).

Centroamérica

El detalle de leasing de las compañías Centroamericanas es el siguiente:

Panamá: Corresponde a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Renewable S.R.L., y Generadora Solar Austral S.A.; contratos que tienen un plazo entre 10 y 25 años.

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

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 3.499.361	\$ 18.189.007	\$ 2.545.194	\$ 12.076.806
Edificios	2.443.419	1.842.452	1.780.776	1.757.508
Vehículos	352.952	-	1.362.388	798.104
	\$ 6.295.732	\$ 20.031.459	\$ 5.688.358	\$ 14.632.418

Guatemala: Corresponde principalmente al edificio de las oficinas centrales, a una flota de Pick Up y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 530.901	\$ 23.108.294	\$ 530.402	\$ 20.869.732
Edificios	109.082	4.748.655	30.080	4.288.493
Vehículos	52.645	2.272.740	14.409	2.051.695
	\$ 692.628	\$ 30.129.689	\$ 574.891	\$ 27.209.920

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica:

Edificios	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	\$ 224.260	\$ 2.164.630	\$ 178.612	\$ 2.070.798
	\$ 224.260	\$ 2.164.630	\$ 178.612	\$ 2.070.798

(4) Al 31 de diciembre 2024, la principal variación corresponde a la menor cantidad de derivados constituidos, en 2024 son de veintiún (21) derivados de cobertura con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	360.000	USD	5.566,31	\$ 368.242
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	1.801.318	EUR	4.410,00	355.681
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.432,00	298.426
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	10.136.617	USD	4.397,50	292.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	285.752
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	219.245
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	149.955
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4.504,81	128.528
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4.636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	106.335
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	334.000	USD	4.731,97	87.541
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	87.460
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	77.075
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	41.031
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	24.570
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.352.824	USD	4.434,47	22.114
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.044.514	USD	4.434,47	17.074
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	15.117
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	175.000	USD	4.521,62	10.005
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	844.298	EUR	4.599,30	8.901
Total valoración								\$ 2.832.573

122

Al 31 de diciembre de 2023, se tenían constituidos ciento cuarenta y dos (142) 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	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	29/2/2024	10.000.000	USD	4.798,72	\$ 9.137.328	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.033.276	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/7/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.050.801	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	3.467.662	USD	4.334,23	1.672.653	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	1.660.083	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/6/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.659.658	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.596.629	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.097.952	USD	4.010,27	1.496.720	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	4.010,27	1.481.350	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	1.012.657	USD	5.292,20	1.437.243	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/9/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.391.226	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	2.595.077	USD	4.325,37	1.229.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.326,54	1.102.421	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.290,92	1.101.617	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.200.000	USD	4.650,78	994.476	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/7/2024	800.000	USD	5.256,63	976.870	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/7/2024	900.000	USD	5.146,75	971.936	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/9/2024	900.000	USD	5.174,88	965.369	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	15/2/2024	6.838.588	USD	3.994,19	932.236	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/7/2024	800.000	USD	5.117,35	865.941	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	856.095	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD	5.224,55	855.247	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/5/2024	700.000	USD	5.089,78	761.000	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.222,50	741.845	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.435,50	732.879	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	875.000	USD	4.929,80	719.650	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.255,55	636.406	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	418.000	USD	5.031,70	505.634	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	400.000	USD	5.095,00	493.003	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.158,00	488.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.191,00	487.735	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	575.000	USD	4.876,80	477.060	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	575.000	USD	4.906,80	475.337	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	467.570	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/1/2024	400.000	USD	4.974,90	445.567	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/4/2024	400.000	USD	5.028,27	438.496	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/4/2024	400.000	USD	5.058,46	437.016	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	500.000	USD	4.846,80	414.632	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	495.000	USD	4.820,80	412.317	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	2.862.243	USD	3.999,53	389.527	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	387.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	381.434	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	1.000.000	USD	4.197,98	375.930	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.125,00	368.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	25/1/2024	2.619.826	USD	3.977,49	356.381	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.100.000	USD	4.401,50	351.437	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	1.100.000	USD	4.421,00	346.542	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	29/2/2024	300.000	USD	5.002,33	332.575	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	2.296.676	USD	3.979,91	309.096	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	302.979	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/9/2024	576.000	USD	4.557,00	294.310	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	203.931	USD	5.292,20	289.435	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	864.000	USD	4.339,00	285.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	549.000	USD	4.533,00	280.415	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	315.000	USD	4.709,20	269.258	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	884.820	USD	4.150,39	267.708	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	258.140	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/5/2024	488.000	USD	4.481,08	251.710	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	472.000	USD	4.513,00	243.907	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024	486.000	USD	4.591,50	231.107	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/9/2024	577.000	USD	4.442,50	231.062	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	633.000	USD	4.397,33	227.180	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	550.000	USD	4.422,50	224.554	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	250.000	USD	4.790,05	209.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.476,50	205.565	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2024	413.000	USD	4.562,03	204.001	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	487.000	USD	4.381,50	203.377	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	235.000	USD	4.762,00	198.249	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	470.000	USD	4.401,50	193.810	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2024	347.000	USD	4.395,79	188.999	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	220.000	USD	4.736,00	187.459	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	485.000	USD	4.499,50	186.816	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	500.000	USD	4.397,33	179.447	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	29/2/2024	1.313.704	USD	4.004,86	178.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.438,22	176.485	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2024	177.000	USD	4.813,52	175.490	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/1/2024	426.722	USD	4.240,30	174.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.027.000	USD	4.234,50	173.439	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2024	145.000	USD	4.979,90	167.888	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	987.000	USD	4.254,50	164.089	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	412.000	USD	4.457,50	161.750	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	298.000	USD	4.416,80	160.665	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.460,46	155.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/1/2024	346.000	USD	4.293,45	152.939	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2024	400.000	USD	4.403,33	149.175	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2024	820.000	USD	4.173,63	145.500	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	334.000	USD	4.336,50	143.156	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2024	298.000	USD	4.315,50	130.562	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	18/1/2024	936.117	USD	3.971,68	127.254	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	297.000	USD	4.360,50	126.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/1/2024	887757	USD	3.979,91	119.478	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/2/2024	873.132	USD	3.999,53	118.826	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	67.977	USD	5.292,20	96.478	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/9/2024	267.000	USD	4.397,33	95.825	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	275.000	USD	4.293,00	91.833	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	4/1/2024	214.935	USD	4.232,95	87.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	230.000	USD	4.191,00	78.409	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	54.315	USD	5.292,20	77.088	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	373.000	USD	4.214,33	63.887	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.268,00	61.718	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	183000	USD	4.315,00	60.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175000	USD	4.240,93	59.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	150000	USD	4.362,00	48.977	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/5/2024	274.000	USD	4.128,25	48.818	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2024	150.000	USD	4.382,00	48.582	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2024	232.000	USD	4.033,30	43.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100000	USD	4.215,85	34.144	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/4/2024	183.000	USD	4.104,95	33.203	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/7/2024	182.000	USD	4.150,93	32.354	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/4/2024	175.000	USD	4.080,25	31.719	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/9/2024	154000	USD	4.195,63	26.766	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/1/2024	55325	USD	4.334,60	26.706	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/2/2024	100.000	USD	4.057,25	18.589	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	-	153.515
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.472,50	-	122.832
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5.283,50	-	106.082
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5.025,75	-	104.061
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4.605,47	-	97.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4.524,50	-	82.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	-	81.698
Total valoración								\$ 76.927.698,00	\$ 1.256.036

18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.157.591.769	\$ -	\$ 1.967.710.788	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	667.617.735	-	676.859.346	-
Otras cuentas por pagar (3)	389.762.222	200.110.384	425.657.040	241.059.978
Total	\$ 2.214.971.726	\$ 200.110.384	\$ 3.070.227.174	\$ 241.059.978

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, por \$1.135.493.846 y \$1.831.697.859, corresponde principalmente a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo confirming con Citibank Colombia S.A. por \$89.818.639, Bancolombia S.A. por \$47.072.511 y AV Villas \$1.670.085.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	\$ 71.417.387
JE Jaimes Ingenieros S.A.	28.098.580
Schneider Electric de Colombia S.A.S.	25.593.065
CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	24.192.795
Ecologic S.A.S.	23.499.901
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	21.771.401
Hidroeléctrica del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	21.018.680
Fiduciaria Corficolombiana S.A.	19.537.974
Enertronica Santerno S.p.A.	18.716.504
Termotasajero Dos S.A. E.S.P.	16.421.508
Siemens S.A.S.	15.515.319
Andritz Hydro Ltda.	14.388.984
Confipetrol S.A.S.	13.859.434
Sungrow Power Supply Colombia S.A.S.	12.928.387
Consultoria y Medios S.A.S.	12.500.000
Jinko Solar Co., Ltd.	12.454.816
ISA Intercolombia S.A.E.S.P.	12.284.648
Siemens Energy S.A.S.	11.121.651
Proyectos de Ingenieria S.A.S.	9.687.773
Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A.	9.513.860
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	9.154.976
Pch San Bartolome S.A.S. E.S.P.	7.913.872
Inmel Ingenieria S.A.S.	7.599.461
CJR Renewables Colombia S.A.S. ZESE	7.430.185
Accenture Ltda.	7.051.015
Indra Colombia S.A.S.	6.886.987
Mecanicos Asociados S.A.S.	6.884.567
Atech Advanced Solutions S.A.	6.307.665
Jas Forwarding de Colombia S.A.S.	5.979.619
Elecnor Servicios y Proyectos S.A. Sucursal Colombiana	5.884.201
Consorcio OBSD.	5.407.330
Eulen Colombia S.A.	5.369.117
Corporacion Autonoma Regional.	4.558.736
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	4.540.038
Applus Norcontrol Colombia Ltda.	4.347.186
Prodiel Colombia S.A.S.	4.186.807
Otros	502.908.182
Total	\$ 996.932.611

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, por \$1.251.775 y \$746.555, corresponde principalmente a los pagos pendientes a los siguientes proveedores: Gatria S.A.S. y CAM Colombia Multiservicios S.A.S. por \$509.976 por compra de medidores y equipo de telemedida, NTT Data Colombia S.A. por \$253.000 correspondiente a desarrollos realizados a plataforma comercial, Tuatara Colombia S.A. por \$97.130 por servicios de publicidad y RebusTech S.A por \$92.593.

Centroamérica

Costa Rica: Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucús S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$16.144.355 al 31 de diciembre de 2024 y por \$36.042.466 al 31 de diciembre de 2023.

Guatemala: Al 31 de diciembre de 2024 por \$4.701.228 corresponde principalmente a servicios prestados por Accenture, S.C. por \$451.703 y al tercero Rocayol Safety & Industrial Center por \$395.534.

(2) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$354.900.923; segmento de generación por \$254.955.634 y comercialización de gas por \$4.178.432.

Adicionalmente presenta cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía cuya porción corriente asciende a \$2.633.751.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023 por \$6.557.852 y \$6.923.426, corresponde principalmente a la estimación por compras de energía en bolsa y costos de transporte de X.M. S.A. E.S.P. por \$4.332.033 e ISAGEN S.A. E.S.P. por \$739.629 y a los costos de transporte estimados principalmente con los siguientes operadores de red: Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. por \$216.091, Celsia Colombia S.A E.S.P. por \$206.215, Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. por \$189.355, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. por \$104.517 y Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. por \$96.148.

Centroamérica

Panamá: al 31 de diciembre de 2024 por \$39.419.915, corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; los terceros más representativos son Ideal Panamá S.A. por \$9.961.931, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa) por \$5.195.512 y AES Panamá por \$3.144.710.

Guatemala: Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de Mercado Mayorista – AMM por \$4.971.246.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 297.279.736	\$ 200.110.384	\$ 337.116.457	\$ 241.059.978
Saldo a favor de clientes (b)	60.247.741	-	33.571.651	-
Recaudo a favor de terceros (c)	32.234.745	-	54.968.932	-
Total	\$ 389.762.222	\$ 200.110.384	\$ 425.657.040	\$ 241.059.978

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$99.893.646, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$43.306.417. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por Enel Colombia S.A. E.S.P. a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 el saldo por \$235.153, correspondiente al cobro de opción tarifaria a clientes, pendiente de giro a operadores de red.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a la cuenta por pagar a Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. por la adquisición de los contratos de suministro de energía PPA, por valor de \$134.838.546 en el corto plazo y \$200.110.384 en el largo plazo.

Costa Rica: Al 31 de diciembre de 2024 por \$12.974.565, corresponde principalmente a servicios profesionales.

Guatemala: Corresponde principalmente a cuentas por pagar de seguros todo riesgo y proyectos repowering por un valor de \$6.031.409.

En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2024 el saldo por \$56.639.763 corresponde principalmente a los recaudos pendientes por pagar a terceros generados por alumbrado público que al cierre del año no se alcanzan a conciliar con los municipios y terceros.

Centroamérica

Guatemala: Al 31 de diciembre del 2024 el saldo por \$3.607.978 corresponde a saldos a favor del cliente por compra/venta energía; la variación corresponde al contrato anual de venta de energía que inicia durante el segundo trimestre con la empresa Comercializadora de Energía para el Desarrollo S.A. (CED).

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde al pago del recaudo del contrato Openbook con Scotiabank.

19. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 167.034.791	\$ 611.185.529	\$ 163.079.281	\$ 160.154.727
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	105.993.740	318.202.222	87.845.097	11.296.980
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	25.505.966	131.746.130	35.232.194	22.995.525
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (2)</i>	28.435.227	62.760.182	6.486.717	25.187.897
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	5.493.637	9.389.189	12.157.608	15.484.907
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	1.167.457	88.441.033	20.883.217	85.113.214
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	438.764	646.773	474.448	76.204
Provisión de reclamaciones legales (5)	37.547.115	32.948.888	18.397.851	18.450.530
<i>Sanciones</i>	17.798.328	25.674.662	16.803.667	-
<i>Civiles y otros</i>	11.880.888	6.652.608	1.594.184	11.757.656
<i>Laborales</i>	7.867.899	621.618	-	6.692.874
Desmantelamiento	10.085.587	26.689.577	14.218.468	20.308.114
<i>Desmantelamiento de PCBs (6)</i>	9.780.655	5.442.972	13.709.441	2.175.291
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	-	15.277.321	509.027	12.626.833
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	304.932	5.969.284	-	5.505.990
Otras provisiones	20.998.833	91.051.258	29.778.244	20.010.614
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (7)</i>	12.099.958	-	26.061.621	-
<i>Provisión Vía Gama Gachalá (8)</i>	3.952.857	62.695.201	-	-
<i>Otros (9)</i>	3.000.000	5.443.021	-	693.137
<i>Provisión Recuperación Tominé</i>	1.946.018	1.121.347	3.716.623	3.366.367
<i>Provisión de Fondo Electrificación Rural (10)</i>	-	21.791.689	-	15.951.110
Total Provisiones	\$ 235.666.326	\$ 761.875.252	\$ 225.473.844	\$ 218.923.985

- (1) La provisión ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: 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. Las adiciones de las provisiones generadas corresponden a que la autoridad ambiental (ANLA) durante el año 2024 ha impuesto nuevas obligaciones y ha ampliado el alcance de algunas obligaciones existentes, así como, que 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 fauna, flora, clima y paisaje entre otros.

El incremento en el valor de la provisión corresponde a la dotación de actividades recurrentes y no recurrentes por \$439.880.357, la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2024 es 12.33% y a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% E.A., respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

El 11 de septiembre de 2023, quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., fecha en la que se pagó a Enel Colombia S.A. E.S.P., \$26.957.284 aplicada la respectiva compensación. De esta manera este proceso al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en estado terminado y archivado.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

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

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

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2024:

Mediante Resolución N° 000192 del 9 de febrero de 2024 el ANLA aceptó unos predios en el marco de la obligación forzosa de no menos del 1% y se dictan otras disposiciones:

Artículo primero: Aceptar como ejecutado con cargo al Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, el proyecto "Descontaminación, protección y educación ambiental de las microcuencas de las Quebradas La Yaguilga y La Buenavista del Municipio del Agrado, Huila, Centro Oriente" por la suma de \$1.057.549. el cual consistió en la construcción de unidades sanitarias e instalación de kits de sistemas de tratamiento de aguas residuales de uso doméstico en el municipio del Agrado, de conformidad con lo expuesto de la parte motiva del presente acto administrativo.

Artículo segundo: Aceptar dentro de la línea de capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: "formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°. 00379 de 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje-SENA y Enel Colombia S.A. E.S.P. plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo" a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

1. Implementación de la responsabilidad ambiental como un modelo de vida.
2. Promoción de estrategias de apropiación ambiental del territorio.
3. Apropiación de aspectos técnicos y normativos para la elaboración de estudios ambientales.
4. Gestión y educación ambiental.

Artículo tercero: Como consecuencia de la aprobación realizada en el artículo anterior, se requiere a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., para que dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el SENA, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipio, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del Ítem "Recurso Humano-Aprendices". La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

129

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó recurso de reposición en contra de la Resolución 000192 del 09 de febrero de 2024.

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P., solicitó al ANLA la aprobación de compra del predio Reserva Forestal e Hídrica la Montaña 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 la siguiente información:

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 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 N° 462 del 08 de marzo de 2021, El Grupo hace entrega de los ajustes solicitados por el ANLA al Certificado Fiscal 2022.

Mediante Resolución N° 002901 del 26 de diciembre de 2024 la ANLA realiza la evaluación del plan de inversión forzosa de no menos del 1% y aprueba la línea de inversión denominada "Instrumentación y monitoreo del recurso hídrico" y su proyecto correspondiente "Fortalecimiento de la Red de Monitoreo Hidrológico y Meteorológico en la Cuenca Alta del Río Magdalena", vigentes a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, presentado mediante la comunicación con radicación 20246200561832 del 17 de mayo de

2024, y que tiene como fin, la adquisición e instalación de cuatro (4) estaciones hidrometereológicas en los municipios de Pital, Garzón, Tarqui y Gigante del departamento del Huila.

(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 2024 se constituyó la provisión ambiental del parque solar Guayepo debido a que entró en operación comercial el 30 de noviembre de 2024, el valor registrado incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.08% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 4 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandatoria de la licencia ambiental en materia de plan de compensación del componente biótico, que reposa en los artículos décimo quinto de la Resolución 00981 de 2021 (ANLA) y artículo décimo séptimo y décimo octavo de la Resolución 0879-4 de 2023 (ANLA).
- Parque Solar El Paso: Al 31 de diciembre de 2024, 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 12.64% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
- Parque Solar La Loma: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 11.12% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 6 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- Parque Solar Fundación: Al 31 de diciembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar Fundación incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.14% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.

(3) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,29% E.A.

La disminución en el valor de la provisión está dada principalmente por el uso de \$8.183.895 por concepto de desembolso para la PTAR Sibaté (Planta de tratamiento de aguas residuales).

(4) Al 31 de diciembre de 2024, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

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

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

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

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

La disminución en el valor de la provisión está dada por el decrecimiento generalizado en el IPC proyectado para la indexación de flujos, desplazamiento de flujos de corto a largo plazo y por el incremento en la tasa utilizada para la actualización financiera que al mes de diciembre de 2024 es de 12.27% y a diciembre de 2023 es 10.17%.

(5) Al 31 de diciembre de 2024, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.870.265.804 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$21.367.676 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios Públicos (a)	\$ 20.337.387
Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (b)	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

Las sanciones al cierre de diciembre de 2023 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	\$ 10.579.305
Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena	5.660.184
Corporación Autónoma del Guavio	334.814
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	229.364
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 16.803.667

- (a) Corresponde a la contribución adicional que introdujo la Ley 1955 de 2019. Esta Ley introdujo cambios a la base gravable de la contribución especial, norma que la Super Intendencia de Servicios Públicos usó desde la liquidación de la contribución del año 2020, el valor compone la sanción e intereses.
- (b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual el Grupo no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada, solo se puede

tener en cuenta cuando es emitida la comunicación del Ministerio de Minas y Energía. La situación de la capacidad del uso del agua de 2016 no está cubierta por una Resolución del Ministerio de Minas y Energía, por lo que se constituyó esta provisión.

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

Al 31 de diciembre de 2024, 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
Distribución-Civil	Posible	265	\$ 879.466.109	\$ -
	Probable	38	17.395.578	6.822.177
	Remoto	17	12.915.387.942	-
Total Distribución-Civil		320	13.812.249.629	6.822.177
Generación-Otros	Posible	37	2.284.596.760	-
	Probable	3	366.127	5.000
	Remoto	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		43	2.397.282.887	5.000
Quimbo	Posible	154	566.167.546	-
	Probable	3	5.467.741	1.510.000
	Remoto	10	12.290.173	-
Total Quimbo		167	583.925.460	1.510.000
Distribución-Laboral	Posible	202	34.641.905	-
	Probable	33	10.505.832	8.233.488
Total Distribución-Laboral		235	45.147.737	8.233.488
Renovables	Posible	3	20.356.679	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		4	20.356.679	-
Generación-Laboral	Posible	21	6.692.976	-
	Probable	4	1.040.223	404.222
Total Generación-Laboral		25	7.733.199	404.222
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	2	3.073.181	4.675.000
Total Generación-Inundaciones A97		4	3.122.551	4.675.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	3	139.630	-
	Probable	2	308.032	224.248
Total Generación-Inundaciones D97		5	447.662	224.248
Total general		803	\$ 16.870.265.804	\$ 21.874.135

Concepto	Valor de la provisión a 2024	Valor de la provisión a 2023
Sanciones	\$ 43.472.990	\$ 16.803.667
Primas de éxito	4.686.887	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	-
Sanciones LTI	-	637.735
VPN	(506.459)	(5.674.524)
	\$ 48.621.868	\$ 16.898.029

(6) Exportación de transformadores contaminados:

Al 31 de diciembre de 2024 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 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 a 31 de diciembre de 2024 es de \$15.223.627, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 13.10% 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.

- (7) A partir del 1 de enero de 2020 El Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

La disminución entre diciembre 31 de 2024 y 2023, corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$2.432.703 y a la reversión por \$(16.394.366) de contingencia asociada a declaraciones de renta en firme de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. por las vigencias 2016, 2017 y 2019.

- (8) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual el Grupo fue notificado el día 9 de mayo de 2024. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 11,17% E.A.

- (9) 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. Sin embargo, se obtuvo sentencia parcialmente desfavorable el 30 de septiembre de 2024 sobre los bimestres I al V, la DIAN considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que el Grupo no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar al Grupo en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación del Grupo en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo período; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, El Grupo aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable al Grupo. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
- Convenio vial Municipio El Colegio: Corresponde al convenio de cooperación para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre Enel Colombia S.A. E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.

- (10) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la Compañía Enel Fortuna S.A., sobre la cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta, conforme a la Ley N° 58 de 2011 y modificada por la Ley N°67 de 2016; la variación con respecto al 2023 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Vía Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2024	\$ 36.848.381	\$ 34.526.582	\$ 26.061.621	\$ 323.234.008	\$ -	\$ 23.727.237	\$ 444.397.829
Incremento (Decremento) (*)	40.082.423	7.999.476	(13.961.663)	481.445.341	69.385.081	9.470.705	594.421.363
Provisión utilizada	(3.726.381)	(5.750.894)	-	(26.459.029)	-	-	(35.936.304)
Actualización efecto financiero	5.168.065	-	-	-	(2.737.023)	104.133	2.535.175
Recuperaciones	(7.876.485)	-	-	-	-	-	(7.876.485)
Total movimientos en provisiones	33.647.622	2.248.582	(13.961.663)	454.986.312	66.648.058	9.574.838	553.143.749
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 70.496.003	\$ 36.775.164	\$ 12.099.958	\$ 778.220.320	\$ 66.648.058	\$ 33.302.075	\$ 997.541.578

(*) El Grupo tiene un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2024 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$956.450, correspondiente a la demanda tasa contributiva de estratificación.

Del 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2024 los procesos eventuales variaron en \$1.990.574 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo Proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Controversias contractuales	\$ 1.740.380
	Acción de Reparación Directa	449.727
	Acción Ejecutiva	(1.336.732)
	Acciones populares	(1.136.216)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497
	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	2.994
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	1.201.174
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692
Total Distribución-Civil		1.003.516
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	(71.861)
	Ordinario laboral de primera instancia	(160.216)
Total Distribución-Laboral		(232.077)
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(4.047.638)
Total Generación-Inundaciones A97		(4.047.638)
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	128.833
Total Generación-Inundaciones D97		128.833
Generación-Laboral	Ejecutivo laboral	2.500
	Ordinario laboral de primera instancia	1.060.542
Total Generación-Laboral		1.063.042
Generación-Otros	Acciones populares	12.000
	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	191.750
Total Generación-Otros		203.750
Quimbo	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(110.000)
Total Quimbo		(110.000)
Total general		\$ (1.990.574)

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2024 corresponde principalmente a:

(a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Industrias Mundial S.A.S. Y Vietls Group Ltda.	Acción de Reparación Directa	\$ 22.000	may.-24
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Acción de Reparación Directa	17.942	may.-24
Distribución-Civil	Tubotec S.A.S.	Acción de Reparación Directa	9.524	may.-24
Distribución-Civil	Luis Alberto Fernandez Quiche	Acción de Reparación Directa	142	may.-24
Distribución-Civil	Luis Gabriel Duarte Valderrama	Acción Ejecutiva	700	oct.-24
Distribución-Civil	Jose Antonio Benavides Guata	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	5.776	may.-24
Distribución-Civil	Jorge Garcia Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	420	ene.-24
Distribución-Laboral	Maud Esperanza Alarcón Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	620	oct.-24

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Jesús Eneris Salamandra Díaz	Ordinario laboral de primera instancia	80	jul.-24
Distribución-Laboral	Janeth Velasco Zamorano	Ordinario laboral de primera instancia	175.863	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	115	jun.-24
Distribución-Laboral	Giovany Arley Castañeda	Ordinario laboral de primera instancia	275	may.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	200	may.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	45	may.-24
Distribución-Laboral	Florentino Méndez Garzon	Ordinario laboral de primera instancia	30	may.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia	30	may.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	25	may.-24
Distribución-Laboral	Leonardo Andrés Álzate Restrepo	Ordinario laboral de primera instancia	12	may.-24
Distribución-Laboral	Maria Olinda Rodríguez De Alonso	Ordinario laboral de primera instancia	6	may.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	380	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodríguez Santiesteban	Ordinario laboral de primera instancia	50	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	350	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Norman Ramiro Vargas Arguello	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	220	ene.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	9.096	ago.-24
Generación-Otros	Ever Andrés Useche Ayerbe	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	1.266	may.-24
Quimbo	Alfredo Bonelo Triviño	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	110.000	ene.-24

(b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	\$ 319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Hugo Roberto Pavón Rivera y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	319.794	sept.-24
Distribución-Civil	Jorge García Garza	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	2.775	sept.-24
Distribución-Civil	Maria Cecilia Guerrero Rodríguez y otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	127.921	sept.-24
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	169.292	nov.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	178.758	sept.-24
Distribución-Laboral	María Inés Romero de Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	336.603	jun.-24
Distribución-Laboral	Aida Inés Arrieta Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	21.233	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa María Acosta de Salgado	Ordinario laboral de primera instancia	64	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ordinario laboral de primera instancia	1.972	abr.-24
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	9	abr.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Castañeda Rodríguez	Ordinario laboral de primera instancia	432	abr.-24
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	760.257	mar.-24
Distribución-Laboral	Carlos Alberto Amador Morales	Ordinario laboral de primera instancia	315	mar.-24
Distribución-Laboral	Jayson Steve Oliveros Avila	Ordinario laboral de primera instancia	3.405	mar.-24
Distribución-Laboral	Luis Miguel Rueda Silva	Ordinario laboral de primera instancia	6	feb.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	28.252	jun.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	123.204	feb.-24
Generación-Laboral	Jesús Aníbal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	19.765	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	39.096	sept.-24

(c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cooperativa De Trabajo Asociado Servicomtrec.	Acción de Controversias contractuales	\$ 1.740.380	may.-24
Distribución-Civil	Maria Lucia Angola Zapata	Acción de Reparación Directa	3.537	jun.-24
Distribución-Civil	José Eduardo Garcia Cárdenas	Acción de Reparación Directa	88	may.-24
Distribución-Civil	Lina Marcela Aguas Ramirez	Acción de Reparación Directa	139.126	mar.-24
Distribución-Civil	Jorge Isaac Rodelo Menco	Acción de Reparación Directa	6.332	mar.-24
Distribución-Civil	Cesar Daniel Mora Gonzalez	Acción Ejecutiva	152.535	may.-24
Distribución-Civil	Proyecto Hbs S.A.S.	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	28.497	abr.-24
Distribución-Civil	Dilva Cecilia Madera Argel Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	77.815	ago.-24
Distribución-Civil	José Javier Jimenez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	394.483	may.-24
Distribución-Civil	Yordy Alexander Rodríguez Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	115.452	may.-24
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	573	may.-24
Distribución-Civil	Solangy Sanchez Bustos	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	39.975	mar.-24
Distribución-Civil	Victor Julio Sabogal Mora	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	53.692	jun.-24

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

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Fernando Parra Cortés	Proceso verbal general (CGP)	88	may.-24
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ejecutivo laboral	11.058	jun.-24
Distribución-Laboral	Consuelo Rodríguez Hernandez	Ejecutivo laboral	90	jun.-24
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	6.021	may.-24
Distribución-Laboral	Cecilia Hernandez De Rivera	Ejecutivo laboral	2.118	mar.-24
Distribución-Laboral	Maria Rutby Acosta De Silgado	Ordinario laboral de primera instancia	68.974	jun.-24
Distribución-Laboral	Victor Julio Jimenez Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	63.738	jun.-24
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa	Ordinario laboral de primera instancia	52.864	jun.-24
Distribución-Laboral	Jorge Enrique Chacin Quintana	Ordinario laboral de primera instancia	16.198	jun.-24
Distribución-Laboral	Marco Antonio Jurídico Miranda	Ordinario laboral de primera instancia	91	jun.-24
Distribución-Laboral	Cesar Augusto Vargas Urrego	Ordinario laboral de primera instancia	100	may.-24
Distribución-Laboral	Arturo García Aldana	Ordinario laboral de primera instancia	30	may.-24
Distribución-Laboral	Yenifer Horta Polania	Ordinario laboral de primera instancia	20	may.-24
Distribución-Laboral	Rodolfo Cancrejo	Ordinario laboral de primera instancia	300	abr.-24
Distribución-Laboral	Luis Parmenio Lopez Acosta	Ordinario laboral de primera instancia	40	mar.-24
Distribución-Laboral	Roniver Arnulfo Lozano Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	22	mar.-24
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	6.197	mar.-24
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	197.376	jun.-24
Generación-Laboral	Jesús Aníbal Vásquez	Ordinario laboral de primera instancia	37.777	jun.-24
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	163.016	jun.-24

20. Pasivos por impuestos corrientes

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.091.726.373	\$ 1.626.641.615
Neteo de impuestos	145.325.144	-
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	109.400.332	43.951.758
Obras por impuestos	7.744.333	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(99.517.171)	(82.108.172)
Autorretenciones otros conceptos	(328.933.538)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(395.764.951)	(403.011.750)
Anticipo de renta año anterior	(420.580.190)	(452.711.244)
	\$ 109.400.332	\$ 410.178.227

136

(1) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 1.086.296.049	\$ 1.658.990.077
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	5.430.324	(32.348.462)
	\$ 1.091.726.373	\$ 1.626.641.615

Al 31 de diciembre de 2024 se presenta un impuesto de renta corriente por \$1.091.726.373 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2025.

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

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

(2) En Centroamérica se refleja un pasivo a corte al 31 de diciembre de 2024 y 2023 por impuesto corriente así:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Total sociedades Panamá	\$ 106.581.736	\$ 40.557.566
Total sociedades Guatemala	2.258.999	1.658.557
Total sociedades Costa Rica	559.597	1.735.635
	\$ 109.400.332	\$ 43.951.758

Precios de transferencia

• Colombia

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

Los deberes formales del año 2023 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 16 de septiembre de 2024.

Las transacciones realizadas durante el 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2025 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

• Panamá

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

• Guatemala

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

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

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

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

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

- **Costa Rica**

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

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

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

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

Contrato de estabilidad jurídica

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

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

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

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- (a) Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- (b) Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó a partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes:

(a) Obligaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

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

(b) Obligaciones de la Nación:

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

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2023 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 27 de marzo de 2024.

21. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 153.888.475	\$ -	\$ 174.548.027	\$ -
Impuestos distintos a la Renta (2)	143.369.474	-	144.325.684	-
Anticipos de clientes por uso de redes	19.238.922	-	25.478.449	-
Ingresos diferidos	3.843.156	137.786	3.818.047	-
	\$ 320.340.027	\$ 137.786	\$ 348.170.207	\$ -

(1) La variación del período corresponde a la disminución del anticipo de compras de energía por \$(20.659.552), el cual se debe principalmente a:

Al 31 de diciembre de 2024 se cuenta con anticipos solamente por la línea de generación; los representativos son:

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

Al 31 de diciembre de 2023 se tenían anticipos solamente por la línea de generación; los representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe de la Costa S.A.S. E.S.P.	63.524.378	36%
Air-E S.A.S. E.S.P.	48.978.148	28%
Americana de Energía S.A.S. E.S.P.	17.780.794	10%
Ruitoque S.A. E.S.P.	10.108.052	6%

(2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre del 2023
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a) \$	85.502.023 \$	90.077.792
Provisión para pago de impuestos (b)	57.867.451	54.247.892
\$	143.369.474 \$	144.325.684

- (a) Se presenta una disminución de \$(4.575.769) principalmente por el valor de las retenciones en la fuente, ICA e IVA.
- (b) En las compañías de Colombia la variación corresponde a la provisión de ICA por \$(650.945).

Centroamérica

Las compañías de Centroamérica presentan un aumento de \$4.270.504.

Costa Rica: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se presenta un saldo de \$3.790.387 y \$3.186.864, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y servicios.

Guatemala: El saldo al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es por \$1.601.767 y \$2.242.894, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

Panamá: Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 presenta un saldo de \$4.849.364 y \$541.256, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 90.605.903	\$ 9.622.777	\$ 91.153.526	\$ 10.835.485
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	27.226.034	350.759.193	33.442.032	496.526.650
Beneficios por planes de retiro	1.912.611	-	2.046.936	-
Otras obligaciones (3)	2.702.134	-	5.723.712	-
\$	122.446.682	360.381.970	132.366.206	507.362.135

- (1) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente a bonificaciones por \$38.902.909; vacaciones y prima de vacaciones por \$9.974.437; así mismo, Enel Colombia S.A. E.S.P., hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

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

Corresponde a la provisión de cesantías y giro de seguridad social al 31 de diciembre 2024 por \$139.070.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar a la caja de seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones y décimo tercer mes por pagar, el cual asciende a \$6.559.825 al 31 de diciembre de 2024.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), aportes y contribuciones patronales por pensiones, embargos, contribuciones y pensiones, las cuales ascienden a \$390.530 al 31 de diciembre de 2024.

Guatemala: Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley, de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales. Así mismo, a obligaciones correspondientes a la Asociación Solidarista, las cuales ascienden a \$2.934.703 al 31 de diciembre de 2024.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$(155.779.924), costo financiero por \$37.416.768, contribuciones pagadas por \$(35.148.355), adquisiciones por \$986.503 y costo del servicio corriente \$541.553.

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

Pensiones de jubilación.

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

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

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

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

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pensionados	1.373	1.439
Edad promedio	71	71

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

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

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

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Auxilio educativo		
Pensionados	57	63
Edad promedio	19.3	19.3
Auxilio energía		
Pensionados	1.028	1.198
Edad promedio	71	71
Auxilio salud		
Pensionados	761	794
Edad promedio	62.7	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 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Empleados	99	118
Edad promedio	57,5	57,5
Antigüedad	31,1	31,1

Beneficios de largo plazo

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

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

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

Table with 3 columns: Concepto, Al 31 de diciembre de 2024, Al 31 de diciembre de 2023. Rows include Empleados (129 vs 184), Edad Promedio (53,9 vs 53,9), and Antigüedad (27 vs 27).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, las cuales utilizaron el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Table with 3 columns: Tipo de tasa, Al 31 de diciembre de 2024, Al 31 de diciembre de 2023. Rows include various rates like Pension plan (7,30% vs 8,21%), Severance Payment (7,30% vs 10,63%), and Inflation (7,58% vs 5,17%).

Hipótesis demográficas

Table with 2 columns: Base biométrica, and demographic assumptions like Tasa de mortalidad (Tabla colombiana de mortalidad 2008), Tasa de mortalidad inválidos (Tabla interna Enel), and Rotación (Tabla interna Enel).

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Table with 7 columns: Personal jubilado, Personal activo, Otros, Total Plan de beneficios definidos. Rows show the movement of defined benefit obligations from 2024 to 2023, including Saldo inicial, Costo del servicio corriente, and Saldo final.

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo inicial al 01 de enero de 2023	\$ 297.785.281	\$ 66.476.365	\$ 10.210.370	\$ 9.372.106	\$ 13.911.377	\$ 397.755.499
Costo del servicio corriente	-	-	348.744	312.305	92.807	753.856
Costo financiero	27.314.785	6.061.540	928.763	781.339	1.099.192	36.185.619
Contribuciones Pagadas	(17.425.459)	(5.396.691)	(3.326.677)	(2.858.522)	(8.182.824)	(37.190.173)
Adquisiciones	-	-	-	-	10.715.470	10.715.470
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	97.367.495	13.639.528	1.765.259	538.642	657.582	113.968.506
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	3.536.779	(2.814.451)	5.065.745	(131.191)	2.123.023	7.779.905
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682

(*) La variación en pensiones, corresponde al efecto combinado del incremento en la tasa de descuento TES UVR, pasando del 7.30% en 2023 al 8.21% en 2024 y una disminución de la tasa de incremento pensional corto plazo pasando del 7.58% en 2023 al 5.17% en 2024.

(**) La variación corresponde a la variación en la tasa de inflación estimada y a los supuestos de mortalidad.

- (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 2024 y 2023 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$276.758.352 y \$231.807.374, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por las firmas Deloitte S.A.S. y AON Hewitt México respectivamente, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento	8,21%	13,92%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	9,95%	8,78%

La variación principalmente corresponde a \$44.950.978 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 2024:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 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

Al 31 de diciembre de 2023:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 100 puntos básicos	465.565.925	85.569.102	15.825.980	8.268.312	-	575.229.319
+ 100 puntos básicos	362.058.446	71.433.471	14.228.356	7.777.966	-	455.498.239

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

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.: Corresponde al pasivo estimado por bono de productividad del año 2024 por \$487.060.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRALECOL

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convencionados en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convencionado son los siguientes:

- Se unificaron las convenciones colectivas de Enel-Emgesa y Enel-Codensa a una sola.
- Se aplicarán incrementos salariales así:
 - Año 2023: IPC+2%
 - Año 2024: IPC+3%
 - Año 2025: IPC+4%
- Se Incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de \$40.000 a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos (\$4.000), para el personal vinculado al sindicado antes del 11 de noviembre de 2022.
- Se aumentará el bono de retiro por mutuo acuerdo por pensión legal de vejez, por valor de 10 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores del nuevo convenio. También se aumentará a 30 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores de convenio retroactivo y convenio Ley 50.
- Se incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

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 benefician 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, órgano que debe definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

El 10 de junio de 2022 fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como la organización sindical, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia emitió Sentencia con fecha del 13 de septiembre de 2023, sobre la cual la Organización Sindical interpuso Solicitud de aclaración la cual está pendiente ser resuelta.

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

El 29 de abril de 2018 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB –CODENSA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de diciembre 2019.

Finalizado el término del acuerdo colectivo, la organización sindical presentó nuevamente pliego de petición a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, y con ello se dio inicio a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento, órgano que emitió el correspondiente laudo arbitral (Acuerdo Colectivo). Contra el mismo, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente de ser resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se pondrá fin al conflicto existente entre las partes.

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.

Centroamérica (Panamá)

A corte del 31 de diciembre de 2024 se encontraba vigente la Convención Colectiva suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA). Dicha convención tuvo vigencia desde el 1 de enero de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024 dicha convención cubrió a 35 (64.8%) de 54 colaboradores en total en esta entidad.

A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral, de igual forma el pasado 27 de noviembre de 2024 se firmó el nuevo acuerdo convencional entre Enel Fortuna S.A y la organización sindical SITIESPA, Convención Colectiva que entró en vigencia entre el 1 de enero de 2025 y tendrá hasta el 31 de diciembre de 2028.

23. Patrimonio

Capital emitido

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

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

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2024:

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

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

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2024

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

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

Aprobados en el año 2023

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2022 por \$2.738.253.682, pagada en su totalidad durante el año 2023.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2023 fueron de \$280.304.981.

Otras Reservas

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
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)	282.901.905	351.339.260
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.783.197.947	\$ 1.851.635.302

(*) 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 21 de marzo de 2024 se ordenó liberar \$(68.437.355), de la reserva constituida.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Venta de Energía	\$ 12.658.048.761	\$ 12.686.529.139
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	8.123.173.833	8.046.879.124
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	4.376.311.858	4.492.126.907
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	158.563.070	147.523.108
Transporte de Energía (4)	3.500.092.496	3.124.196.711
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	425.031.160	415.980.655
Arrendamientos	265.176.701	218.723.730
Venta de gas	77.221.448	77.644.963
Servicios de administración de personal	735.818	75.188.416
Ventas de certificados	403.220	505.063
Sanciones y reembolsos	109	46
Servicios de muellaje	-	297.931
Venta de agua desmineralizada	-	29.532
Ingresos de actividades ordinarias	16.926.709.713	16.599.096.186
Otros Ingresos de operación	128.890.711	136.446.838
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 17.055.600.424	\$ 16.735.543.024

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.634 Gwh y 12.865 Gwh, mercado no regulado a 4.871 Gwh y 4.623 GWh; y bolsa de energía a 3.766 Gwh y 4.127 GWh. El aumento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio Spot (\$689/Kwh en 2024 versus \$557/Kwh en 2023).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a \$441.168.252 y \$448.357.163, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponden a \$195.024.169 y \$101.005.520, respectivamente. Por la energía entregada y no facturada del año 2024 \$84.401.313 corresponden al estimado del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento (Delta C).

Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento

Debido al fenómeno del niño en el segundo semestre el año 2024 se activó el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento en el mercado de energía eléctrica en Colombia el cual está regulado principalmente por las Resoluciones CREG – 026 de 2014, CREG 155 de 2014 y CREG – 209 de 2020, que establecen los procedimientos y condiciones bajo las cuales el sistema eléctrico debe operar en escenarios de riesgo de desabastecimiento de energía. Este estatuto regula de manera anticipada el uso del agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas y es un mecanismo coyuntural y complementario al cargo por confiabilidad.

Este estatuto se activa en situaciones donde existe un riesgo de déficit energético que pueda comprometer la estabilidad y continuidad del servicio eléctrico en el país. Las causas pueden incluir:

- (a) Condiciones Hidrológicas Críticas: Dado que Colombia depende en gran medida de la generación hidroeléctrica, periodos de sequía o fenómenos climáticos como El Niño pueden reducir la disponibilidad de agua en los embalses, aumentando el riesgo de desabastecimiento.

- (b) Fallos o Limitaciones en la Infraestructura: Problemas técnicos o fallos en plantas generadoras y en la infraestructura de transmisión y distribución también pueden causar desabastecimiento.
- (c) Incremento Excepcional de la Demanda: Un crecimiento abrupto de la demanda de energía, sin el aumento proporcional de la capacidad de generación, también podría llevar a un riesgo de desabastecimiento.

Una vez se activa el estatuto, el CND (Centro Nacional de Despacho) define la cantidad de energía que debe ser almacenada en los embalses y diariamente escoge los embalses donde debe ser almacenada el agua, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas hídricas, la capacidad de cada embalse, el riesgo de vertimiento de cada planta y la capacidad que tiene el parque de generación termoeléctrica (que sustituye a las plantas hidroeléctricas), escogiendo aquellas plantas hidroeléctricas cuyo precio de generación sea el más bajo posible.

Centroamérica

Panamá: Se obtuvo una venta de energía neta por \$936.949.297, equivalente a 2.136 Gwh en 2024 versus 2.059 Gwh en 2023, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$370.932.905, equivalente a 514 Gwh y precio promedio de 122 Gwh en 2024 versus 507 Gwh y precio promedio de 105 Gwh en 2023, principalmente en contratos por PPA y en el mercado spot en la compañía Enel Guatemala S.A.

Costa Rica: Ventas de energía neta por \$87.322.760, equivalentes a 283 Gwh y precio promedio de 76 Gwh de la compañía P.H. Chucás S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y por contrato en PH Don Pedro S.A y PH Río Volcán S.A.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.165 Gwh y 9.170 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.325 Gwh y 5.366 Gwh; clientes comerciales 2.476 Gwh y 2.447 Gwh; clientes industriales 1.060 Gwh y 1.055 Gwh; y clientes oficiales 304 Gwh y 302 Gwh. La disminución obedece principalmente a menores ventas.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponden a \$401.682.503 y \$399.266.325, respectivamente.

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

	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2024	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	362,54	337,82	7,3%
Tm	53,62	48,9	9,7%
Pr	69,75	66,27	5,2%
D	263,88	217,82	2,3%
Rm	14,44	17,88	-19,2%
Cv	105,5	69,57	51,6%
Cu	869,73	758,26	9,27%

Costos de transmisión: Incremento de 2,82 \$/Kwh, en la componente de transmisión (5,1%) principalmente por una disminución en la energía del SIN–Sistema Interconectado Nacional del (4%).

Costos de distribución con ADD: Incremento de 1758 \$/Kwh en la componente de distribución (6.7%), debido principalmente a un aumento promedio de 2% en los cargos de distribución propios de los operadores de red que integran la ADD, como reflejo de un aumento del Índice del precio del producto – IPP. Producción Nacional de 1.36% respecto al mes anterior, adicionalmente al aumento de ingresos de los operadores de red y sus reliquidaciones conforme a lo establecido en la metodología.

Costos de comercialización: Incremento de 3.25 \$/Kwh en la componente de comercialización NT1 (nivel de tensión) (3.1%), debido principalmente al aumento en los componentes tarifarios del mes anterior y a la disminución de 2% en las ventas reguladas de energía en el mes de octubre que, de acuerdo con la metodología, se reflejan en este mes. Respecto al COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del NT1 presenta un comportamiento estable, no obstante, los COT de N2, NT3, NT4, presentan una disminución de 3%, 10% y 46% respectivamente debido a las dinámicas de las ventas del mercado.

Costos de Restricciones: Incremento de 1.9 \$/Kwh, en la componente de Restricciones (23.9%), relacionado con un mayor valor en la generación fuera de mérito, como consecuencia de la disminución en el precio de bolsa.

La variación del IPP fue de +1.36% y la del IPC +0.27%, calculados mediante los índices publicados por el DANE.

Costos de Generación: Disminución de 11.02 \$/Kwh en la componente de Generación (3.0%), debido principalmente a una disminución del precio de bolsa de 78.8 \$/Kwh (–8.3%), ubicándose en 865.2 \$/Kwh, con una exposición a bolsa cercana a 5.4% (Dos puntos porcentuales menos que el mes pasado). Este mes la variable AJ toma valor de 0 \$/Kwh y su saldo asociado es cercano a \$0.

Provisión opción tarifaria

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria en Enel Colombia S.A. E.S.P. es por \$43.718.084 y \$361.396.711, respectivamente. La disminución corresponde a que Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT–Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P. los ingresos netos por venta de energía al 31 de diciembre de 2024 son de \$83.797.483 correspondientes al mercado regulado.

150

(3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 154 Gwh y 157 Gwh; y otros municipios por 97 Gwh y 94 Gwh, respectivamente.

(4) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, presenta incremento principalmente en la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P.; el saldo por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local es de \$3.477.645.097 y \$3.108.318.644; sistemas de transmisión regional por \$22.447.399 y \$15.878.067; lo anterior, producto del crecimiento en la base regulatoria de activos resultado del plan de inversiones ejecutado.

(5) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 los ingresos de servicios empresariales y de gobierno corresponden a otras prestaciones de servicio por \$216.518.381 y \$195.908.928; y a servicios de valor agregado por \$208.301.014 y \$219.822.205 en Enel Colombia S.A. E.S.P.

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se obtuvieron comisiones por \$211.765 y \$249.522, por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes, con los proveedores Cam Colombia Multiservicios S.A.S., Gatria S.A.S. y P & Q Soluciones energéticas S.A.S.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

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

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

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

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 12.658.048.761	\$ 12.686.529.139
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.500.092.496	3.124.196.711
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	425.031.160	415.980.655
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	265.176.701	218.723.730
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	77.221.448	77.644.963
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	735.818	75.188.416
Venta de certificados	En un punto del tiempo	403.220	505.063
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	109	46
Servicios de muellaje	A lo largo del tiempo	-	297.931
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	29.532
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 16.926.709.713	\$ 16.599.096.186
Otros Ingresos de operación		128.890.711	136.446.838
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 17.055.600.424	\$ 16.735.543.024

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

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

Pasivos contractuales

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

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

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Cientes Mayorista	\$ 98.283.772	\$ 145.183.825
Cientes No Regulado	45.849.041	15.709.564
Transporte de energía	9.755.662	13.654.638
\$	153.888.475	174.548.027

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

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

Venta de gas

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

Servicios empresariales y de gobierno

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

Otros ingresos

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

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

Juicios significativos en la aplicación de la norma

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

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

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

25. Aprovisionamientos y servicios

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Compras de energía (1)	\$ 7.190.926.446	\$ 6.374.859.724
Costos de transporte de energía (2)	1.560.960.143	1.491.762.707
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	392.685.314	418.750.152
Impuestos asociados al negocio (4)	302.990.752	340.006.802
Consumo de combustible (5)	209.989.063	250.419.376
Compra y consumo de gas	57.933.027	69.035.499
	\$ 9.715.484.745	\$ 8.944.834.260

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las compras de energía ascienden a 18.048 Gwh y 16.241 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 12.016 Gwh y 9.642 Gwh; compras en bolsa 6.032 Gwh y 6.599 Gwh, no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$3,18/Kwh, tarifa promedio diciembre 2024 \$579,02 vs tarifa promedio diciembre 2023 \$575,84.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas ascienden a \$31.512.420 y \$7.253.800, respectivamente; el incremento corresponde principalmente al crecimiento del negocio y son principalmente por compras de energía en bolsa con XM S.A. E.S.P. por \$26.277.272.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$436.130.558 y \$623.228.100, respectivamente.

En Guatemala por \$110.504.454 correspondiente a 165 Gwh con un precio promedio de 111,7 USD/Gwh, principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá por \$325.626.104 correspondiente a compras al mercado SPOT para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. por 679 Gwh con un precio promedio de 107,4 USD/Gwh.

- (2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 en Enel Colombia S.A. E.S.P., está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$860.878.728 y \$764.768.851 y transmisión regional \$556.817.233 y \$545.075.913, respectivamente. La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

En Enel X Colombia S.A.S. al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por \$27.515.906 y \$12.782.466; transacciones principalmente con los operadores de red XM S.A. E.S.P. por \$11.287.970 y Celsia Colombia S.A. por \$2.411.012.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$97.979.213 y \$123.161.480, principalmente en las compañías de Guatemala por \$53.544.933 y Panamá por \$44.403.910. La disminución se debe principalmente a las compañías de Costa Rica, por la penalidad en Don Pedro y Rio Volcán por incumplimiento en la entrega de energía según contratos reconocida en 2023.

- (3) A continuación, se presenta detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 150.053.887	\$ 177.717.565
Costos Asociados a equipos de medida	75.386.154	77.847.753
Costos de corte y reconexión	53.358.256	51.678.394
Mantenimiento alumbrado público y otros	42.995.515	32.628.440
Costo CND, CRD, SIC	24.096.511	31.272.653
Otros servicios de apoyo a la generación	21.872.224	18.716.055
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad	13.033.855	20.172.258
Contribuciones Entes Reguladores	8.849.942	5.245.915
Comisiones de contratos de energía	2.751.927	3.449.616
Otros	280.490	-
Certificados verdes	6.553	21.149
Construcción obras civiles	-	354
	\$ 392.685.314	\$ 418.750.152

- (a) Al 31 de diciembre de 2024, corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña, suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

- (4) Al 31 de diciembre de 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución se presenta principalmente por menor producción de energía eléctrica por \$(31.936.719) y otros impuestos variables a la generación de energía por \$(4.758.536).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 por \$1.557.415 corresponde a la provisión del ICA por ingresos de venta de energía a nivel nacional por \$1.307.003 y contribuciones a la CREG y SSPD por \$250.412. el incremento corresponde principalmente al crecimiento del negocio.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 en las compañías de Centroamérica por \$3.165.203, corresponde principalmente a Panamá por tasa de regulación.

- (5) Al 31 de diciembre de 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta una disminución del consumo de combustibles en generación por \$(40.430.313), esta disminución obedece a factores como menor precio del carbón en algunos meses, así como una menor generación en plantas térmicas, asociado principalmente a la venta de Termocartagena en el año 2023.

26. Gastos de personal

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Sueldos y salarios (1)	\$ 453.141.429	\$ 449.165.913
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	93.838.000	88.950.461
Otros gastos de personal (3)	28.209.568	20.173.423
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	2.272.270	628.997
	\$ 577.461.267	\$ 558.918.794

Las variaciones corresponden principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., por los incrementos salariales decretados por el gobierno nacional y a la reducción del pago por concepto de bonos de desempeño para el año 2024.

- (1) Los sueldos y salarios para el 2024 y 2023 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Salario	\$ 327.358.857	\$ 333.965.152
Prima de servicios	44.796.768	22.526.920
Vacaciones	21.501.737	19.356.619
Cesantías	20.924.633	11.239.735
Bonificaciones	20.826.789	56.498.341
Amortización beneficios empleados	17.732.645	5.579.146
	\$ 453.141.429	\$ 449.165.913

- (2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2024 se aplicaron las siguientes acciones salariales para el personal de Enel Colombia S.A. E.S.P., lo cual afecta directamente en las bases salariales para el cálculo de servicios de seguridad y otras cargas laborales, por lo cual se evidencia su incremento en el gasto:

- Régimen de pago convencionado: Se les incrementará el salario básico mensual en un 12,28% (porcentaje equivalente al IPC del año 2023 del 9,28% más 3,0%), dando cumplimiento al Artículo 66 de la reciente Convención Colectiva de Trabajo (CCT) 2023 – 2025 suscrita recientemente entre el Grupo y Sintraelecol.
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviese vínculo laboral vigente con Enel Colombia S.A. E.S.P., y que devengará un salario básico mensual equivalente al mínimo integral legal (13

salarios mínimos), se le incrementará el salario básico mensual en 12,07% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2023, decretado por el Gobierno Nacional).

- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2024 tuviera un salario básico mensual que hoy sea inferior al salario mínimo decretado por el Gobierno Nacional, la empresa procederá a ajustarlo al nuevo salario mínimo para que, en ningún caso, sea inferior al decretado por el Gobierno Nacional.

(3) La variación en los gastos corresponde principalmente a los movimientos generados por los siguientes conceptos para los años 2024 y 2023.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Otros costos de personal	\$ 23.831.483	\$ 16.209.774
Gasto por procesos laborales	1.592.996	1.977.452
Beneficios actuariales	891.766	157.715
Gastos de recreación y cultura	817.073	588.766
Gastos medicos	715.776	873.282
Aportes sindicales	357.618	361.920
Viáticos	2.856	4.514
	\$ 28.209.568	\$ 20.173.423

(4) La variación se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

27. Otros gastos fijos, por naturaleza

155

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 448.626.441	\$ 375.156.976
Reparaciones y conservación (2)	165.354.500	163.134.020
Otros suministros y servicios (3)	128.014.038	112.103.682
Primas de seguros (4)	67.368.413	58.442.400
Arrendamientos y cánones	21.954.256	22.235.899
Tributos y tasas (5)	20.656.766	16.490.911
Gastos de transportes y viajes	13.071.226	16.347.060
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (6)	12.044.428	13.589.425
	\$ 877.090.068	\$ 777.500.373

(1) Corresponde principalmente a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas. La contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura Cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, toma de lectura y distribución de facturación.

A continuación, se presenta el detalle de los servicios profesionales independientes externalizados y otros:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Otros contratos de administración y operación (a)	\$ 138.827.404	\$ 30.050.307
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (b)	105.629.099	108.045.807
Toma de lectura (c)	47.149.958	43.429.068
Honorarios (b)	44.290.846	79.408.201
Contratos recuperación de mercado (d)	28.342.780	27.742.985

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Litigios civiles y administrativos (e)	17.260.125	(626.213)
Servicios de telecomunicaciones	14.485.854	16.223.441
Gastos generales de administración	12.326.514	28.975.122
Servicio de personal temporal	10.915.998	16.526.103
Contratos atención al cliente	8.892.040	10.393.767
Casino y cafetería	6.748.687	7.441.339
Entrega de facturas	6.016.587	5.270.940
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas (f)	4.200.554	142.767
Contratos gestión impagos	2.144.785	2.133.342
Pérdidas en siniestros	1.395.210	-
	\$ 448.626.441	\$ 375.156.976

(a) El incremento corresponde principalmente al reconocimiento de 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La tasa utilizada para descontar los flujos proyectados hasta el año 2029 es de 13.02% a diciembre 2024 por valor de \$69.385.081. Incluye la provisión de la garantía bancaria de Sahagún para la reserva de capacidad de transporte por \$23.871.219 del Banco Santander con vigencia 17 de junio de 2025.

Adicionalmente, se realizó la ejecución de la garantía de construcción del Proyecto Eólico Windpeshi por \$23.525.500 con el fin de responder ante la obligación que supone el cargo por confiabilidad asignado y sobre el cual Enel Colombia S.A. E.S.P. decidió no presentar la ampliación de las garantías que respaldan la construcción del proyecto.

Por otro lado, se presentaron contratos de servicios y mantenimiento de proyectos para reforestación y plantación, servicio de backoffice regional entre otros costos generales de administración.

En Centroamérica los otros gastos netos por contratos de administración y operación son por \$10.424.240, principalmente corresponden a Tecnical y Managment Fee.

- (b) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados a la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, soporte de las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.
- (c) Corresponde a los servicios de lectura de consumos y a la distribución de la facturación de Enel Colombia S.A. E.S.P.
- (d) Se reflejan los costos relacionados con los contratos para la gestión de la cartera y su recuperación en la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.
- (e) La variación corresponde principalmente al reconocimiento de la provisión, recuperación, dotación de litigios civiles, laborales y fiscales de Enel Colombia S.A. E.S.P.
- (f) Corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas, administrativas y servicios de mantenimiento forestal.
- (2) El aumento corresponde al costo de los contratos asociados a los servicios de mantenimiento y reparaciones de la infraestructura de redes, líneas y cables y materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.
- (3) Corresponde a los servicios técnicos generados por la instalación de equipos y construcciones de obra civil, compra de medidores, servicios técnicos y de seguridad, comisiones comerciales, pagos de contribuciones y suscripciones, entre otros.

- (4) La variación corresponde a la actualización de las primas asociadas a las pólizas de seguros todo riesgo sobre la infraestructura del Grupo, así como las pólizas de responsabilidad civil extracontractual que incluyen el reconocimiento de las plantas solares y de directivos.
- (5) El incremento corresponde al pago de impuestos prediales, valorización y delineación de Bogotá y otros municipios, así como otros impuestos de vehículos e IVA.
- (6) La variación se presenta por la disminución en los gastos de publicidad y propaganda en las campañas y pautas en medios de comunicación y programas de radio, material de apoyo POP y videos.

28. Gastos por depreciación, amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Depreciaciones (1)	\$ 887.169.956	\$ 823.083.347
Amortizaciones	241.202.013	205.904.871
	\$ 1.128.371.969	\$ 1.028.988.218

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2023 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2024 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

29. Pérdidas por deterioro

157

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Deterioro Activos Mantenidos para la venta (1)	\$ 202.207.411	\$ 622.266.655
Deterioro Activos Financieros (2)	77.704.408	49.709.425
Deterioro Propiedades, Planta y Equipo (3)	22.255.049	-
	\$ 302.166.868	\$ 671.976.080

(1) Colombia

Proyecto eólico Windpeshi

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

En el marco del plan de venta desarrollado por el Grupo para el proyecto eólico Windpeshi; el día 24 de diciembre 2024, se firmó el contrato para la venta de los activos que conforman el proyecto con Ecopetrol S.A., por 60 Millones de dólares y se registra un valor remanente por \$202.207.411 como deterioro del Grupo.

(2) Colombia

Al 31 de diciembre de 2024, la variación corresponde principalmente al cálculo de la provisión de cartera de los modelos colectivos e individual, tienen un valor presente de \$64.439.339 y \$47.767.604 respectivamente.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 la variación corresponde al deterioro de activos financieros asociados al modelo individual, el efecto más representativo se tiene en la compañía Renovables de Guatemala, S.A. por \$6.845.468 (Ver nota 7).

(3) Centroamérica

Renovables de Guatemala, S.A.

El importe recuperable de la UGE se determina mediante cálculos del valor de uso. Las proyecciones financieras se realizan en U.S. dólares y los cálculos del valor de uso se basan en proyecciones de flujos de efectivo establecidos, con base en los resultados de operación actuales y proyectados hasta el final de la vida útil del activo esencial de la UGE, usando una tasa de crecimiento estable a largo plazo que no exceda el crecimiento total de la economía del país o de la industria en que opera. Los valores asignados a los supuestos clave representan el criterio y expectativas de la Administración sobre las tendencias futuras de su negocio y del mercado de energía eléctrica.

En forma específica, el valor de uso fue determinado mediante el descuento de los flujos de efectivo estimados por el uso continuo de la UGE de generación de energía eléctrica, con base en los supuestos clave que se describen a continuación:

- Los flujos de efectivo se proyectaron en U.S. dólares.
- El período de proyección comprende un plan de negocios 2025-2027, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.
- El crecimiento anual de ventas estimado 3.5% y de gastos de 2.3% para el período de valuación 2025-2027.

La proyección del Grupo se basa en variables de producción de energía y precio de venta, donde la producción de energía puede tener un incremento de 2%. En el caso del precio de venta, el Grupo se basa en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del spot previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- El EBITDA esperado, en promedio, para el período de valuación 2025-2027 es de US\$22.0 millones a lo largo de la proyección.
- El Grupo no contempla el cálculo de valor terminal derivado que los flujos de efectivo proyectados cubren la totalidad de la vida útil de los activos operativos. Se espera que, en el largo plazo, los flujos de efectivo crezcan de manera similar al crecimiento de la economía. Para el cálculo de la tasa de crecimiento a largo plazo se utilizaron los datos proyectados de la economía guatemalteca. Los flujos de efectivo estimados fueron descontados utilizando una tasa de descuento antes de impuestos de 9.2%.
- El valor de uso determinado utilizando las variables antes indicadas muestra que el valor recuperable de la UGE de generación de energía eléctrica de Renovables de Guatemala, S.A. es superior al valor en libros en US\$5.5 millones aproximadamente, por lo que el Grupo al 31 de diciembre del 2024 ha reconocido en sus libros dicho monto.

30. Resultados financieros

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Intereses por financiación a clientes (1)	\$ 65.238.588	\$ 123.476.125
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (2)	61.657.668	130.001.699
Intereses de cuentas por cobrar (3)	35.805.673	29.231.170
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (4)	27.554.774	20.730.685
Otros ingresos financieros (5)	7.282.320	-
Intereses por financiación a vinculados (6)	829.978	579.960
Ingresos financieros	198.369.001	304.019.639
Obligaciones financieras (7)	(1.079.456.484)	(1.018.121.040)
Otros costos financieros (8)	(94.829.851)	(413.782.304)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(60.856.923)	(55.407.734)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(35.124.343)	(37.388.797)
Gastos financieros leasing (11)	(31.273.512)	(33.486.899)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (4)	(4.173.895)	(27.859.502)
Intereses de mora impuestos (12)	5.665.590	(3.721.946)
Gastos financieros	(1.300.049.418)	(1.589.768.222)
Gasto financiero capitalizado (13)	91.814.455	72.654.002
Gastos financieros, netos	(1.208.234.963)	(1.517.114.220)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (14)	68.620.051	186.891.294
Gasto por diferencia en cambio no realizada (14)	(87.935.656)	(173.810.542)
Diferencias de cambio, neto	(19.315.605)	13.080.752
Gastos financieros, netos	\$ (1.029.181.567)	\$ (1.200.013.829)

(1) La variación corresponde principalmente a la recuperación del saldo acumulado a diciembre 2023, una vez Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023, lo que impacta significativamente el ingreso por interés una vez recuperado el saldo de la cartera del nivel de tensión 1 y 4.

(2) 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 variación frente al 2023 obedece en mayor medida a la disminución de tasas del Banco de la República, que tiene una relación directa con la baja de las tasas de rendimiento en los productos financieros de Enel Colombia S.A. E.S.P., mientras la rentabilidad promedio simple de 2023 fue de 13.81%. la de 2024 fue de 10.64%.

Para la compañía Enel X Colombia S.A.S. incluye los intereses generados por la fiduciaria Credicorp Capital Colombia por \$117.942.

Para las compañías Centroamericanas el saldo corresponde principalmente a ingresos por intereses bancarios por \$968.320.

(3) La variación se presenta principalmente por el aumento de préstamos de empleados y la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado por \$6.357.596.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., se presenta un valor de \$81.555 que corresponde a interés de mora liquidados sobre la facturación de energía.

(4) 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 de Enel Colombia S.A. E.S.P.

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 2024 cerro en \$4.409,15 versus diciembre 2023 que cerro en \$3.822,05.

- (5) La variación corresponde principalmente a la actualización de VPN de los intereses del litigio fiscal por la sanción de la Superintendencia de Servicios Públicos, el cual es un proceso estimado hasta el año 2023, según lo indica la sentencia.
- (6) La variación corresponde principalmente a los intereses causados que Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció con las compañías asociadas Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.
- (7) El aumento corresponde principalmente a las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Davivienda S.A., Bancolombia S.A., Banco de Occidente S.A. e Itaú Colombia S.A., European Investment Bank así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono B15-09 en febrero 2024, B10-14 en abril 2024, E17-17 en mayo y E4-2020 en agosto de 2024. (ver nota 17).

Centroamérica

La variación corresponde principalmente al reconocimiento de intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L. por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2024

Operación	2024	2023
Bonos emitidos (Colombia)	\$ 188.911.107	\$ 645.627.869
Créditos nacionales y del exterior	890.545.377	372.493.171
	<u>\$ 1.079.456.484</u>	<u>\$ 1.018.121.040</u>

- (8) La variación corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, CAR, Rio Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martin, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso) por \$4.893.776, financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por \$6.070.421, cargos financieros garantías Test por \$1.092.571, VPN convenios energía por \$(2.284.408), actualización intereses contribución Superservicios, CAR e IVA reconexión por \$(1.877.265) y garantías Bancarias \$(284.410).

Centroamérica

Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, por \$27.499.969, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA.

La disminución corresponde principalmente a la baja del activo financiero en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) sobre el cual hubo Resolución de la sala primera de la corte suprema, por un valor de \$268.660.594 en 2023.

- (9) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento corresponde principalmente a compras de energía debido a que fue el giro con mayor variación en el año 2024.
- (10) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que a 31 de diciembre de 2024 y 2023 correspondía a 8,21% y 7,30% respectivamente; para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 12%, auxilio de energía 12.39%, auxilio educativo 10.67%, Quinquenios 11.23%, cesantías 10.63% y renta temporal 9.66% generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$(1.354.843), costo financiero de beneficios por \$695.637 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$2.923.660.
- (11) Al 31 de diciembre de 2024 en las sociedades de Colombia la variación del gasto financiero por intereses de leasing corresponde a los intereses de los contratos Bancolombia S.A. por \$2.156.307, proyectos renovables por \$280.433, compañía Naviera del Guavio por \$98.952, Transportes Especiales S.A. por \$(1.054.979), Compañía General de Transportes por \$(670.521), otros por \$(474.452) y a los intereses del leasing reconocidos en las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. por \$1.618.792, sociedades que fueron filiales hasta su venta en abril de 2023.

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2024 la variación por \$258.855 que corresponde principalmente a intereses de los contratos de arrendamientos de terrenos de la compañía Enel Renovable S.R.L de Panamá.

(12) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación corresponde principalmente a la recuperación de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por \$9.196.104, corrección de la autorretención ICA por \$361.091, intereses de mora de alumbrado público por \$151.691, entre otros por \$(321.350).

(13) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2024 versus 2023 en Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 2024 versus 2023 es del -2,94%.

Proyectos con gasto financiero capitalizable:

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

Al 31 de diciembre de 2023:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	\$ 45.935.281
Distribución	Subestaciones y redes	14.194.716
Generación y renovables	Fundación	3.356.387
Generación y renovables	La Loma	3.283.591
Generación y renovables	El Paso extensión	2.238.565
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	1.808.070
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.106.782
Generación y renovables	Windpeshi	730.610
		\$ 72.654.002

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

Al 31 de diciembre de 2024		
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 51.476.648	\$ (55.524.087)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.354.175	(1.504.803)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	1.511.163	(6.106.622)
Otros activos	9.209.707	(13.743.013)
Total activos	63.551.693	(76.878.525)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(6.357.632)	13.867.490
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11.418.947	880.662
Otros pasivos	7.043	(25.805.283)
Total pasivos	5.068.358	(11.057.131)
Total diferencia en cambio	\$ 68.620.051	\$ (87.935.656)

Al 31 de diciembre de 2023		
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 68.063.671	\$ (112.534.200)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	3.429.280	(7.760.167)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	74.851	(4.843.828)
Otros activos	26.006.100	(40.685.321)
Total activos	97.573.902	(165.823.516)
Otros pasivos financieros corrientes	-	6.349.020
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	80.376.515	(19.246.437)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8.946.570	4.722.060
Otros pasivos	(5.693)	188.331
Total pasivos	89.317.392	(7.987.026)
Total diferencia en cambio	\$ 186.891.294	\$ (173.810.542)

31. Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación.

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

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 985.658	\$ 680.588
Enel X Way Colombia S.A.S.	530.042	10.511
Bogotá ZE S.A.S.	354.769	(105.628)
Colombia ZE S.A.S.	(58.602)	10.490
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (*)	(2.682.199)	(4.530.646)
Usme ZE S.A.S.	(4.639.934)	1.871.932
Fontibón ZE S.A.S.	(3.691.642)	3.197.660
Efecto en resultado venta de Transmisora de Energía Renovable S.A. (**)	-	18.097.604
Efecto en resultado venta de Colombia ZE S.A.S. (***)	-	10.193.784
Efecto en resultado venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	218.196
Total	\$ (9.201.908)	\$ 29.644.491

(*) Incluye reconocimiento por \$(2.435.042) correspondientes a los costos asociados a desarrollos informáticos e infraestructura, generados en el año 2024, los cuales están asociados a la decisión de liquidar la compañía; Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció este valor vía método de participación.

(**) Venta de la sociedad Transmisora de Energía Renovables S.A.; el 19 de octubre de 2023 se materializó la venta del 100% de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P., tenía en la sociedad Transmisora de Energía Renovables S.A. (Transnova). Estas acciones fueron adquiridas por la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.

(***) Acuerdo de venta 80% de la Sociedad Colombia ZE S.A.S.; el 21 de abril de 2023, el grupo AMPCI Ebus Colombia Holdings S.A.S. ahora denominada Infra Bridge por cambio de razón social, realizó la compra del 80% del capital social de Colombia ZE S.A.S., lo cual significa también la compra del 80% del capital social de su subsidiaria Bogotá ZE S.A.S. y a su vez el 80% del capital social de las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S., subsidiarias, de Bogotá ZE S.A.S. por un valor total de \$31.498.780.

32. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Resultado en venta de activos	\$ (17.492.841)	\$ (10.676.327)
	\$ (17.492.841)	\$ (10.676.327)

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(17.492.841), correspondientes a:

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

(a) Bajas con efecto en pérdida por \$(26.085.206) distribuidas así:

- Transformadores de Distribución por \$(12.097.451).
- Plantas Generación \$(11.267.720).
- Siniestros de enero a diciembre \$(2.720.035).

(b) Bajas con efecto en utilidad por \$9.340.751 las cuales obedecen a:

- Venta Predio Ruta 40 \$8.419.706.
- Venta Predio Boca del Yaguara \$710.801.
- Venta Predio Subestación Eléctrica (SE) \$208.371.
- Venta equipos de cómputo \$1.873.

Centroamérica

En Costa Rica venta de equipos de cómputo por \$(411.563), en Guatemala se realizaron ventas de equipos de cómputo y un vehículo por \$(336.823). Panamá no presentó efecto en venta y disposición de activos.

33. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente	\$ 1.192.838.483	\$ 1.674.608.276
Movimiento impuesto diferido	32.576.557	111.772.419
Movimiento impuesto diferido años anteriores	(4.626.855)	17.399.281
Impuesto de renta de años anteriores	(11.109.386)	(24.102.875)
	\$ 1.209.678.799	\$ 1.779.677.101

El total de gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto calculado de las compañías consolidadas por Colombia del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2024:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Gasto por impuesto a las ganancias consolidado compañías de Colombia	\$ 1.075.366.539	\$ 1.693.475.244
	\$ 1.075.366.539	\$ 1.693.475.244

A continuación, para las compañías de Colombia se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tarifa impositiva general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2024 y 2023 del 37,67% y 47,74%:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	%	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	%
Ganancia de compañías de Colombia (1)	\$ 2.251.307.720		\$ 1.853.473.395	
Gasto por impuesto a las ganancias de compañías de Colombia	1.075.366.539		1.693.475.244	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	3.326.674.259		3.546.948.639	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	(1.164.335.991)	35,00%	(1.241.432.024)	35,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (2)	(10.790.404)	-0,32%	(10.798.080)	-0,30%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (3)	(23.335.781)	-0,70%	(281.195.064)	-7,93%
Método de participación patrimonial (4)	63.817.397	1,92%	(136.099.376)	-3,84%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(9.939.361)	-0,30%	(9.597.337)	-0,27%
Deducción especial Ley 1715	127.889.616	3,84%	-	0,00%
Deducción activos fijos reales productivos	475.946	0,01%	630.320	0,02%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(2.789.857)	-0,08%	3.935.906	0,11%
Intereses presuntos	(120.724)	0,00%	(222.447)	-0,01%
Deducción adicional discapacitados	17.327	0,00%	74.845	0,00%
Ingresos no gravados- VPN	-	0,00%	975.631	0,03%
Dividendos recibidos CAM	(33.857.676)	-1,02%	-	0,00%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	2.980.476	0,09%	(14.621.207)	-0,41%
Otras diferencias permanentes	1.708.595	0,05%	(122.717)	0,00%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	-	0,00%	207.500	0,01%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	-	0,00%	(38.100.064)	-1,07%
Descuento tributario (5)	27.950.251	0,84%	53.804.271	1,52%
Windpeshi (6)	(70.772.594)	-2,13%	-	0,00%
Capitalización coberturas	-	0,00%	(22.848.272)	-0,64%
Ajuste renta año anterior	15.736.241	0,47%	1.932.871	0,05%
Total diferencias permanentes	88.969.452	2,67%	(452.043.220)	12,74%
Gasto por impuesto a las ganancias	\$ (1.075.366.539)	37,67%	\$ (1.693.475.244)	47,74%

- (1) El análisis de reconciliación de la tasa corresponde a las compañías consolidadas de Colombia que generaron impuesto sobre las ganancias en el año 2024 (Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel X S.A.S. E.S.P.).
- (2) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 corresponde al efecto del gravamen a los movimientos financieros.
- (3) La variación al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatría “Open Book”, gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, deterioros, impairment del proyecto Windpeshi, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.

(4) Al 31 de diciembre de 2024 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Crédito Fácil Codensa S.A, Operadora Distrital de Transportes S.A.S y Colombia ZE S.A.S.

(5) Al 31 de diciembre 2024 y 2023 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: descuentos por impuestos pagados en Centroamérica por \$24.917.100 y \$44.149.396; inversión en ciencia y tecnología por \$2.373.401 y \$8.069.625 y donaciones por \$659.750 y \$1.585.250.

(6) Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al remanente reconocido como deterioro del proyecto eólico Windpeshi.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el total de gasto por impuesto a las ganancias de las compañías de Centroamérica asciende a \$134.312.260 y \$86.201.857, detallado a continuación:

	Guatemala	Panamá	Costa Rica
Utilidad antes de impuestos	\$ 73.053.333	\$ 389.127.200	\$ 19.537.843
Impuesto de renta	19.198.792	111.315.066	3.798.402
Tasa efectiva	26,28%	28,61%	19,44%

La tasa nominal de Guatemala es el 7% sobre los ingresos y/o del 25% sobre la renta líquida; la tasa nominal de Panamá es del 29% y del 30% aplica para las compañías en las que el gobierno tiene participación; la tasa nominal de Costa Rica es del 30%.

La tasa efectiva media de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales corresponde al 33.88%.

34. Utilidad por acción

165

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2024, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 2.251.936.168	\$ 1.938.215.238
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
Utilidad por acción básica (*)	\$ 15.122	\$ 13.016

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

35. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
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 (1)	\$ (447.626)	\$ (2.618.023)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	155.401.746	(120.537.047)
Conversión Método de Participación (3)	462.455.103	(869.518.200)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	617.409.223	(992.673.270)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4)	107.031.002	(420.290.854)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	107.031.002	(420.290.854)

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Pérdidas (ganancias) nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(56.098.554)	41.443.631
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(56.098.554)	41.443.631
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)	(37.460.852)	135.279.022
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(37.460.852)	135.279.022
Total otro resultado integral	\$ 630.880.819	\$ (1.236.241.471)

- Al 31 de diciembre de 2024, 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.
- Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por las firmas Deloitte S.A.S. a 31 de diciembre de 2024 y AON Hewitt México, al 31 de diciembre de 2023 las cuales generaron un efecto en el patrimonio como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Pensiones y beneficios	Cesantías retroactivas	Renta temporal	Pensiones y beneficios	Cesantías retroactivas	Renta temporal
Saldo Inicial al 01 de enero	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$ (4.868.440)	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)
Ganancia (pérdida) actuarial	162.804.752	(4.908.156)	(2.494.850)	(111.729.351)	(6.684.674)	(2.123.022)
Impuesto Corriente y Diferido	(56.098.554)	-	-	41.443.631	-	-
Saldo Final al 31 de diciembre	106.706.198	(4.908.156)	(2.494.850)	(70.285.720)	(6.684.674)	(2.123.022)
	\$ (74.668.630)	\$ (15.110.787)	\$ (7.363.290)	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$ (4.868.439)

166

- Al 31 de diciembre de 2024 corresponde al reconocimiento de los efectos en conversión de las compañías centroamericanas.
- Al 31 de diciembre de 2024, 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, El Paso Solar, Guayepo, Telecontrol, Atlántico y Guavio.
- Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al impuesto corriente y diferido asociado a las liquidaciones y al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

36. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Colombia:

	Al 31 de diciembre de 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)

	Al 31 de diciembre de 2023		
	(en EUR)	(en US dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	4.469.025	17.080.838
Deudores	5.006.209	4.675.851	39.007.688
Cuentas por pagar	(5.208.414)	(33.144.060)	(148.668.320)
Posición pasiva, neta	(202.205)	(23.999.184)	(92.579.794)

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Centroamérica:

	Al 31 de diciembre de 2024				
	(en EUR)	(en US dólares)	(en quetzales)	(en colones)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	76.269.271	18.171.338	1.993.622.423	363.823.409
Otros activos financieros	-	39.692.378	-	-	175.009.649
Deudores	475	47.985.771	-	-	211.578.490
Cuentas por pagar	(8.118.824)	(165.366.028)	-	-	(763.693.517)
Posición pasiva, neta	(8.118.349)	(1.418.608)	18.171.338	1.993.622.423	(13.281.969)

	Al 31 de diciembre de 2023				
	(en EUR)	(en US dólares)	(en quetzales)	(en colones)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	46.230.361	4.891.902	966.344.159	186.097.328
Otros activos financieros	-	44.175.043	-	-	-
Deudores	-	293.205.697	-	-	1.410.378.020
Cuentas por pagar	(1.493.990)	(389.098.346)	-	(517.434.241)	(1.884.465.752)
Posición pasiva, neta	(1.493.990)	(5.487.245)	4.891.902	448.909.918	(287.990.404)

En las compañías en Centroamérica se presentan únicamente los activos por su disponibilidad y los pasivos exigibles que son las cuentas por pagar.

37. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2024, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

- (a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

El 24 de febrero de 2023, se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por el Grupo; en este sentido, en el mes de febrero de 2023 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de diciembre de 2023 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada el 16 de junio de 2023.

- (b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a el Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247, la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por el Grupo. El 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022.

El 16 de julio de 2024, se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por el Grupo; en el mes de agosto de 2024 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de octubre de 2024 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 29 de abril de 2024.

- (c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de \$50.670 cada una.

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales se presentan las sanciones:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, ante el Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva el 30 de mayo de 2019, con radicado 2018-179, se profirió sentencia de primera instancia el 30 de septiembre de 2021 favorable para el Grupo; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM desde el 04 de mayo de 2022 está al despacho para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como probable 53%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada debido a que la sentencia de primera instancia es favorable para el Grupo.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Séptimo Administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones del Grupo, actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de apelación presentado ante el Tribunal Administrativo del Huila.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se clasifica como remoto 10%. Se resalta que la sanción fue pagada el 30 de septiembre de 2024.

- (d) Resolución N°. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución N° 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, al Grupo le fue impuesta una multa por valor de \$540.470.

El 27 de junio de 2023, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena ante el Juzgado 3 Administrativos de Neiva con radicado 2023-179; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023.

El 21 de noviembre de 2023 se llevó a cabo la audiencia inicial y se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023, actualmente el proceso se encuentra en despacho para sentencia de primera instancia en el Juzgado tercero administrativo de Neiva.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que el pago de la sanción se realizó el 26 de septiembre de 2023.

- (e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable al Grupo, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. La sanción impuesta al Grupo es de \$363.262.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023 correspondiendo al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220.

El 30 de mayo de 2024 se admitió demanda y el 25 de septiembre de 2024 fijó fecha de audiencia inicial para el 21 de enero de 2025, en la cual se agotaron todas las etapas y se fijó audiencia de pruebas para el próximo 26 de febrero de 2025

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 20 de noviembre de 2023.

- (f) Resolución No. 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra el Grupo, por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de \$141.052.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 administrativo de Bogotá con radicado 2024-395.

A corte del 31 de diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- (g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que el Grupo no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a \$47.333.801.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 Administrativo de Bogotá Rad 2024-377.

A corte 31 de diciembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- (h) El grupo fue notificado de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta Resolución N° 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra Enel Colombia S.A. E.S.P. por las siguientes infracciones ambientales; así:

Primer cargo: Emplear procedimientos para la medición del ruido ambiental en el área de influencia del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo bajo condiciones contrarias a las estipuladas en la normatividad ambiental aplicable.

Segundo cargo: No realizar la cantidad mínima de muestras requeridas para la presentación de los monitoreos de calidad del aire en el área de influencia del proyecto y las vías sustitutivas, conforme lo establecido en el Sistema de Vigilancia de la Calidad del Aire Industrial SVCAI Indicativo.

Tercer cargo: Realizar monitoreos de la calidad de las aguas residuales domésticas e industriales en el afluente y efluente de las plantas y sistemas de tratamiento respecto de los parámetros de coliformes fecales y coliformes totales así como en las aguas del río Magdalena realizados aguas abajo de la presa respecto de los parámetros de CO₂, carbono orgánico, nitrógeno amoniacal, fósforo orgánico, fósforo inorgánico, fosfatos, coliformes totales y coliformes fecales, con el Laboratorio Daphnia Ltda, para los cuales no se encontraba acreditado por el IDEAM.

El valor de la sanción corresponde a \$182.030.

El 30 de diciembre de 2024 se radicó la solicitud de conciliación ante la Procuraduría para asuntos judiciales, con N° de radicado: E-2024-780157.

Actualmente se prepara el concepto técnico ambiental y legal para interponer la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

(a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por \$700.000.000 por considerar que el Grupo incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra el Grupo, y este no fue notificado correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de la sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo. Desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

(b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP \$242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, el Grupo incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

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

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

38. Otros seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes seguros:

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora
Empleados con contrato directo con Enel Colombia S.A. E.S.P.	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual\$2.500.000	31/12/2025	Seguros Bolívar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 43.136.092	10/11/2025	SBS Seguros

39. Compromisos y contingencias

(a) Compromisos de compra:

Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024, tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Periodo	Energía distribución	Energía generación	Gas natural	Carbón	Total
2025-2028	\$ 5.409.338.044	\$ 2.713.370.713	\$ 151.921.764	\$ 211.231.107	\$ 8.485.861.628
2029-2032	3.946.807.242	1.464.379.967	-	-	5.411.187.209
2033-2036	2.390.836.004	1.292.737.060	-	-	3.683.573.064
2037 y siguientes	63.116.545	984.169.888	-	-	1.047.286.433
Total	\$ 11.810.097.835	\$ 6.454.657.628	\$ 151.921.764	\$ 211.231.107	\$ 18.627.908.334

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

Año	Materiales	Servicios	Total
2025	\$ 4.174.764	\$ 17.927.914	\$ 22.102.678
2026 – 2027	907.540.943	2.053.459.292	2.961.000.235
2028 – 2029	255.926.051	422.468.329	678.394.380
2030 – 2031	-	25.124.699	25.124.699
Total	\$ 1.167.641.758	\$ 2.518.980.234	\$ 3.686.621.992

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

La Compañía al 31 de diciembre de 2024, tiene compromisos adquiridos por compra de energía (a precios actualizados a IPP oferta interna), así:

Periodo	Energía comercialización	Total
2025-2028	\$ 24.234.230	\$ 24.234.230
2029-2032	94.826.515	94.826.515
Total	\$ 119.060.745	\$ 119.060.745

Centroamérica

Para Panamá, la compañía Enel Fortuna S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2024 tiene los siguientes compromisos de compra de energía:

Periodo	Energía generación	Total
2025-2028	\$ 537.343.111	\$ 537.343.111
2029-2032	439.989.079	439.989.079
2033-2036	184.655.202	184.655.202
2037 y siguientes	275.130.960	275.130.960
Total	\$ 1.437.118.352	\$ 1.437.118.352

(b) Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. ("EAAB") y el Grupo, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece el Grupo. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico del Grupo para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB, se dio el inicio de operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que el Grupo conserve la calidad de usuario de las aguas del río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. El Grupo participa en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación, puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

173

Al 31 de diciembre de 2024 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del Proyecto. Los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a la apreciación del Grupo durante la visita in situ 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 del 90%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100%, suministro de equipos 94% y montaje de equipo electromecánico 60%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97% y suministro y montaje de equipo electromecánico 65%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control del 90%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 85% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Río Bogotá.
- Se aprobó el cronograma modificado para terminación del contrato, el cual incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:
 - Energización de la Subestación y la Estación Elevadora a partir de diciembre 2025.
 - Comisionamiento con energía el 30 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
 - Operación asistida de junio 2025 a noviembre 2025.

(c) Litigios y arbitrajes.

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 31 de diciembre de 2024 calificados como eventuales son:

• **Colombia.**

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que el Grupo devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que el Grupo se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal:

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía del Grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal:

El 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto el Grupo. Lo anterior, en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del Código General del Proceso.

Contra esta decisión el Grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuó respecto a la demanda reivindicatoria.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$342.442.454.

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.

Estado actual y situación procesal:

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la Resolución de reliquida el alumbrado público. El Grupo presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo al Grupo. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra del Grupo, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

En octubre de 2024 la UAESP remitió comunicado mediante la cual considera no materializar la medida cautelar con el fin de adelantar negociaciones que permitan terminar el proceso, el 18 de diciembre el Grupo remite propuesta de acuerdo de pago por \$154.193.068.

El 23 de diciembre de 2024 se radicó solicitud de conciliación ante la Procuraduría Nacional de la Nación a efecto de agotar el requisito de procedibilidad para presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra del Auto N°. 007 de fecha 4 de septiembre de 2024, mediante el cual se liquidó el crédito.

A la fecha no se ha obtenido respuesta ni movimientos adicionales.

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó al Grupo de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por la compañía Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó al Grupo que no iniciara la actividad de llenado del embalse El Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

1. Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
2. Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Grupo, un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elías, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
3. Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
4. Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
5. Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, el Grupo continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por el Grupo y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Ante el Juzgado 4 Civil de Bogotá con radicado 2012-835, se ha interpuesto una acción de grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. El Grupo rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 7 de junio de 2023, el Juzgado corrió traslado de la complementación del dictamen pericial y dentro del término de ejecutoria se solicitó que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes.

Al 31 de diciembre de 2024, 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).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente-INDERENA) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

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).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM (autoridad ambiental

con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable").

El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 delINDERENA) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por Ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal:

Al 31 de diciembre de 2024 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$18.239.162 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa del Grupo se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (ii) sí se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal:

Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles debido a su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021.

En mayo de 2024 recibimos sentencia desfavorable de primera instancia, la cual fue apelada, dentro del proceso de la liquidación del año 2017, el Grupo se prepara para presentar en los próximos meses alegatos de conclusión de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024, los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 entraron al despacho para fallo de primera instancia.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.538.006 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal:

Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 el Grupo fue notificado de auto que decretó la acumulación del proceso del sexto bimestre dentro del proceso por los bimestres primero a quinto, por lo que el abogado externo se hará cargo del proceso acumulado, por cuanto únicamente llevaba el proceso del sexto bimestre y radicamos los poderes correspondientes.

En febrero de 2024 fue radicado el memorial solicitando la sucesión procesal del Grupo.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Objeto del juicio: Se demanda a la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso el Grupo, derivadas de lo establecido en el artículo 54 de la Resolución 108 de 1997 que permitía sancionar a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que el Grupo tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Enel actuó en cumplimiento de un deber legal, esto es, actuó en cumplimiento de lo establecido en la ley mientras la misma estuvo vigente y su nulidad aplica hacia el futuro no frente a situaciones jurídicas ya consolidadas.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 21 de diciembre de 2023, el Grupo presentó solicitud para decreto de oficio de 2 testimonios nuevos, teniendo en cuenta que las dos personas sobre las que se decretaron ya no se encuentran vinculadas al Grupo, y así mismo se le indicó al Despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo del Grupo, porque ya habían transcurrido más de 10 años. Al 31 de marzo de 2024 el Juez accede a la solicitud y fija fecha para audiencia para el 30 y 31 de mayo de 2024, sin embargo, la contraparte interpuso recurso.

Al 17 de septiembre de 2024 el Juzgado ordenó oficiar a la Defensoría Del Pueblo–Fondo para la Defensa de los Derechos e Intereses Colectivos–, para que en un término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la radicación del requerimiento en los canales virtuales que corresponda, el Comité Técnico de dicho Fondo, estudie la solicitud de financiamiento de la prueba pericial decretada en el presente proceso constitucional, por superar los cinco (5) SMLMV.

A la fecha se debe controvertir el dictamen, por lo que el litigio continúa en etapa probatoria.

k. María Isabel Delgadillo y Otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Objeto del juicio: Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogotá DC. Enel Colombia S.A. E.S.P. fue demandado por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización

por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia S.A. E.S.P., se señala su posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central Alicachín, no tienen la posibilidad de haber generado estas inundaciones, ya que la descarga en caso tal que se hubiera presentado no alcanza los barrios de Bosa y Kennedy. Adicionalmente, el problema de la inundación fue el deficiente estado del acueducto y alcantarillado de la ciudad.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria desde el 18 de enero de 2022.

Al 30 de junio de 2024, se suspende por 3 meses el proceso para que la parte accionante presente el dictamen pericial decretado, y se requiere a la EAAB y a la CAR para que den respuesta a las peticiones elevadas por el abogado coordinador del grupo actor.

El 6 de septiembre de 2024 se llevó a cabo audiencia presencial con el objetivo de resolver la discusión sobre el suministro de la información requerida por el grupo actor para elaborar los dictámenes periciales.

El 22 de noviembre el Grupo radicó memorial solicitando la contradicción de los dictámenes aportados por el grupo actor.

El 16 de diciembre de 2024 el Juzgado ordenó decretar (i) los interrogatorios de los peritos que elaboraron los dictámenes del grupo actor y (ii) los dictámenes periciales de contradicción solicitados por la EAAB, la CAR y el Grupo. Para ello, el Juzgado otorga el término común de 6 meses contados a partir de la ejecutoria del auto. El término se cumple el 16 de junio de 2025.

I. Jesús María Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (Predio La Mina).

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$24.673.189.

Objeto del juicio: Los demandantes solicitan la indemnización de perjuicios en la modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho que realizó el Grupo, en el área del Contrato de Concesión Minera del Predio la Mina de la cual era titular del demandante, originada por la construcción de la Represa El Quimbo.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtidas las pruebas, el 1 de diciembre de 2023, el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: \$14.234.784.

Objeto del juicio: Tribunal de Arbitramento originado en incumplimientos contractuales atribuidos recíprocamente, que motivaron el ejercicio de la Resolución del contrato primero por el contratista Consalt Internacional y luego por el Grupo. Por un lado, Consalt Internacional argumenta que el Grupo incumplió con obligaciones asociadas a la obtención de la licencia ambiental del proyecto, gestión social y orden público, lo cual, según el demandante ha generado afectaciones en valor y en tiempo respecto a la planificación inicial del contrato y de su oferta, lo que motivó el ejercicio de la Resolución del contrato pactada a su favor, haciéndose efectiva la terminación para Consalt Internacional el 17 de septiembre de 2022. Por su parte el Grupo inició demanda de reconvención alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios al Grupo.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria.

El 23 de septiembre se resolvió por parte de los árbitros la solicitud de recusación presentada por la parte demandante en contra del árbitro Luis Augusto Cangrejo, la cual fue negada por improcedente al considerar que no existió ninguna omisión de revelación por parte de este al momento de ser nombrado árbitro en este proceso.

Los días 15 y 16 de octubre se llevó a cabo las audiencias de sustentación de dictámenes periciales, con lo cual culmina la etapa probatoria. A la fecha se espera programación para el dictamen.

n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y Otros.

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$20.349.602.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (PHEQ), sus ingresos por actividades como jornaleros, en cultivos de tabaco y en cultivos varios de ciclo corto se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 20 de junio de 2023, se realizó audiencia de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – RUAF) se escucharon 27 interrogatorios de demandantes.

El 12 de agosto de 2024, se realizó audiencia de pruebas, atendiendo a que faltan pruebas por recaudar, se dispone la suspensión de la audiencia, la cual se continuará los días 17 y 18 de febrero de 2025.

A la fecha no hay más movimientos.

o. Acción de reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y Otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$15.831.622.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, fase probatoria.

Los días 29 de mayo de 2019, 16 de junio de 2019, 24 de agosto de 2022, 15 de mayo de 2023, se realizaron audiencias de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – ICA – AUNAP–RUAF) se escucharon interrogatorios de demandantes, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

Mediante auto fechado del 18 de octubre de 2024 se fijaron los días 9 y 10 de abril de 2025 para la audiencia de pruebas.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa en fase probatoria.

p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de minería artesanal se han visto afectada sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la fase probatoria, el 13 de junio de 2022 se presentaron alegatos e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 26 de junio de 2022.

Al 31 de diciembre de 2024 continúa al despacho para fallo.

q. Acción de reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y Otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de Jornaleros en cultivos de tabaco y cultivos de ciclo corto en predios ubicados en el Área de Influencia Directa (AID) del PHEQ se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 30 de octubre de 2023 se presentaron alegatos finales e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 15 de noviembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024 no hay movimientos adicionales.

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y otros 43.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de alimentadores de trabajadores, recolección de cacao, agricultores, jornaleros en cultivos de tabaco y oficios varios, arrendatarios, contratistas, propietarios de vehículo, lavadores de pescado, tractoristas, comerciantes, paleros en extracción de material de playa, transportadores de insumos, electricistas, empleadas domésticas, pescadores artesanales, empleados, se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. La contraparte apeló y se concedió apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 se está a la espera de fallo de segunda instancia.

s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal:

El 13 de junio de 2022 se concede el recurso de apelación, el 12 de septiembre de 2022 se admite recurso de apelación.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

t. Medio de control reparación directa de Ruber Cufiño Hernandez y Otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$38.117.538.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes que se condene al Grupo por los perjuicios materiales y morales ocasionados por la afectación a la actividad económica de jornaleros de oficios varios en ciclo corto en el área de influencia directa del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, y que, con la construcción de este se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales del Grupo; se suspendió y se fijó como fecha para la continuación los días 23 y 24 de enero de 2024. Llegada la fecha se practicaron las pruebas y se espera que el Juez fije nuevas fechas para practicar las pruebas faltantes.

El 26 de noviembre de 2024 se realizó audiencia de pruebas, se resolvió cerrar debate probatorio, el Grupo y demás partes procesales allegaron alegatos de conclusión dentro del término.

El 13 de diciembre de 2024 ingresa al despacho para proferir sentencia de primera instancia.

A la fecha no hay movimientos adicionales.

u. Medio de control acción de grupo Policarpo Agudelo y Otros (puente paso el Colegio).

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$50.000.000.

Objeto del juicio: Se trata de una acción de grupo tramitada por 373 personas naturales habitantes de 5 municipios del Huila (Paicol, Nátaga, La Plata, Tesalia y La Argentina) transportadores, cultivadores de arroz y comerciantes varios, ferreterías, que afirman que el Grupo debe responder por haber generado la socavación de la base del estribo del puente paso del colegio, margen derecha, por los manejos indebidos dados en el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, área 9 en la confluencia de los ríos Páez y Magdalena, para el Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, lo cual ocasionó el cierre del puente entre el 8 de agosto de 2011 y el 17 de diciembre de 2012, generando una pérdida de su capacidad productiva para cada uno de ellos.

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

Una vez surtida la etapa probatoria, el 17 de enero de 2020 el Grupo fue notificado del fallo de primera instancia favorable para el Grupo emitido por el tribunal administrativo del Huila, el argumento del tribunal es que no se logró demostrar que la causa del deterioro del puente fuera consecuencia de la actividad que realizaba el Grupo para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de marzo de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024 se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia.

v. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Jesús Hernán Ramírez Almarino y Otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados a los demandantes (201) con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva pertenecientes al grupo poblacional de pescadores que ejercían la actividad antes de la ejecución del proyecto El Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El día 23 de mayo de 2024 fue la audiencia inicial.

El día 08 de noviembre 2024 se practica audiencia de pruebas y resuelve cerrar debate probatorio. Dentro del término las partes presentan alegatos de conclusión.

El 12 de diciembre de 2024 ingresó al despacho para proferir sentencia de primera instancia.

A la fecha no hay movimientos adicionales.

w. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Lorena Amaya Betancorth y Otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Solicitan los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva, pertenecientes al grupo poblacional de jornaleros que ejercían la actividad antes de la ejecución del Proyecto.

Estado actual y situación procesal:

Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingresó al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2024 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$132.191.499.

Objeto del juicio: Reclama el demandante que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34, para ser entregados al Grupo para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por el Grupo, por tanto, se está incumpliendo la Resolución CREG 070/2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial.

El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

El 28 de junio de 2024 resuelve excepciones previas desfavorablemente, en cuanto a la falta de competencia el juzgado determinó que la sociedad tiene carácter de privada por lo cual no aplica el artículo 104 del C.P.A.C.A., frente a la inexistencia del demandado, consideró que la sociedad demandante no cuenta con la inscripción de acta liquidataria alguna de la personería jurídica, de cara a falta de los requisitos

formales consideró que al solicitar medida cautelar no debía agotar la conciliación previa y finalmente para la prescripción consideró que debe ser resuelta como excepción de fondo a resolver en la sentencia. Se presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación.

El 19 de diciembre de 2024 corren traslado de las excepciones de mérito presentadas por el Grupo a la parte demandante, el término no ha surtido por vacancia judicial. A la fecha no hay movimientos adicionales.

y. Acción de grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Objeto del juicio: Se declara a Enel Colombia S.A. E.S.P. y AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P., como responsables por los perjuicios causados a los accionantes, en razón al desbordamiento del cauce natural del Río Upía, producidos por inundaciones durante los dos (2) últimos años y en especial a partir de los días 13,14 y 15 de mayo de 2002, como consecuencia del desembalse irregular y no planificado de las represas de Chivor y Guavio propiedad de las empresas demandadas.

Estado actual y situación procesal:

El Juzgado Décimo (10) administrativo de Bogotá, el 4 de octubre de 2023 profirió sentencia de primera instancia siendo favorable para el Grupo, determinando que la prueba allegada y practicada en el proceso no demuestra la existencia de un nexo de causalidad entre la inundación sufrida por los demandantes con el funcionamiento de las hidroeléctricas de Chivor y El Guavio; concretamente, no solo se demostró que no hubo aperturas de las compuertas en las fechas señaladas sino también que existieron causas extrañas que fueron las que, en últimas, generaron las inundaciones aguas abajo en las riberas del Río Upía.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

z. Demanda de reconvención dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Objeto del juicio: Enel Colombia S.A. E.S.P. inicia tribunal de Arbitramento contra Mapfre por haber incumplido la oferta mercantil existente para el recaudo, promoción y facturación de seguros, en específico por contactar a los clientes sin que pasaran dos años de terminada, lo cual generó perjuicios para el Grupo. Por su parte, Mapfre demanda en reconvención y solicita que se declare contractualmente responsable al Grupo por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo, se declare el incumplimiento otras dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá, fecha para audiencia de conciliación el 30 de enero de 2024. En esta fecha se llevó a cabo la audiencia de conciliación declarándose fallida ante la falta de fórmulas conciliatorias, por tanto, los árbitros fijaron sus honorarios y el proceso continuará su curso normal.

El 12 de diciembre de 2024 se profirió por parte del Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá el laudo arbitral dentro del proceso, los principales aspectos son los siguientes:

El Contrato el 22 de junio de 2021, bajo el Contrato el Grupo debía continuar cumpliendo con su obligación de facturar las primas de los seguros emitidos por Mapfre hasta el 22 de diciembre de 2021.

Mapfre tenía ciertas obligaciones de suministro de información para calcular la participación de los

beneficios por parte del Grupo y de confidencialidad en el sentido de no usar la base de datos (maestro de clientes) del Grupo.

El Grupo estaba en obligación de no propiciar la revocación de los contratos de seguros hasta 22 de junio de 2022. (Las Obligaciones del Grupo).

Se determinó que Mapfre Seguros de Colombia S.A. incumplió sus obligaciones, pero al no existir una obligación de indemnizar bajo el contrato derivada de esas conductas, no hay lugar a condenar al pago de perjuicios a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Por tal motivo el Laudo condena al Grupo a pagar a favor de Mapfre Seguros de Colombia S.A. \$2.727.461.

El 19 de diciembre de 2024 se presentó solicitud de aclaración, es importante resaltar que esta solicitud busca aclarar alguna imprecisión, pero no es un recurso y por tal motivo no tiene la potencialidad de controvertir el laudo.

A la fecha no se han resuelto las aclaraciones por parte del Tribunal Arbitral. Una vez sean resueltas, el Grupo tiene 10 días hábiles para realizar el pago.

- **Centroamérica.**

aa. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: La declaratoria de nulidad de determinados actos administrativos de fijación tarifaria a plantas de generación eléctrica existentes y el reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado actual y situación procesal: el escrito inicial de demanda fue presentado el 27 de abril de 2022. A pesar de que no se ha notificado a todas las partes y por ende, no ha empezado a correr el plazo para la contestación, en representación de P.H. Don Pedro S.A. se presentó el escrito de contestación el 6 de diciembre de 2022.

Se deben notificar a todas las partes correctamente antes de avanzar a la siguiente etapa procesal. Existen amplias posibilidades de obtener un resultado favorable para P.H. Don Pedro S.A. en cumplimiento de la normativa aplicable y actuación de la administración en el proceso administrativo previo.

Al 31 de diciembre de 2024, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido Resolución reciente para este proceso.

ab. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: P.H. Chucás, S.A. (en adelante "Chucás") y Mario González Porras.

El 23 de marzo de 2018, el señor Jafet Rojas Picado interpuso proceso ordinario agrario en contra del señor Mario González Porras, en virtud de un contrato de constitución de una sociedad de hecho, suscrito entre ambos, y la cual tenía por nombre "González & Rojas". En el proceso interpuesto, el señor Jafet Rojas Picado solicita: (i) la anulación y/o nulidad relativa del arreglo extrajudicial suscrito por Mario González Porras y Chucás; (ii) el pago y condena de daños y perjuicios ocasionados por el incumplimiento del contrato de la sociedad de hecho; y (iii) la Resolución del contrato social de constitución de la sociedad de hecho

González & Rojas. Dicho proceso se tramita en el expediente 18-000036-0815-AG.

Por medio de la Resolución de las 10:15 horas del 5 de abril de 2018, el Juzgado Agrario de Alajuela previno al señor Jafet Rojas Picado corregir la demanda, en cuanto a las pretensiones, y aportar toda aquella prueba que fue ofrecida pero no aportada. Así mismo, en dicha Resolución se ordenó al actor integrar la litis consorcio pasiva necesaria en relación con Chucás, es decir, el Juzgado de oficio ordenó al actor ampliar su demanda en contra de Chucás e incluir a esta como parte demandada del proceso.

Estado actual y situación procesal: Mediante Resolución del 29 de mayo del 2024, se dictó sentencia en este expediente, en la cual se declaró sin lugar la demanda incoada en contra de P.H. Chucás S.A., acogiendo las excepciones de falta de legitimación activa, falta de legitimación pasiva y falta de derecho. Se condenó a Jafet Rojas a pagar a P.H. Chucás S.A. las costas del proceso. El juzgado sí condenó al otro demandado, Mario González, a realizar un pago en favor de Jafet Rojas. Mario Gonzalez apeló la sentencia en lo concerniente a la condenatoria en su contra, pero Jafet Rojas no apeló en cuanto a la desestimación favorable a P.H. Chucás S.A. ni la condenatoria en costas.

El 16 de julio de 2024, el Juzgado Agrario Del I Circuito Judicial de la Alajuela (Expediente: 16-000026-0638-CI), rechazó la solicitud de liquidación de interés legales correspondientes al atraso de la demandada en el pago del segundo tracto pactado en la conciliación con PH Chucás S.A., por la suma de diez millones de colones. El señor Mario Gonzalez, presentó recurso de apelación a la sentencia.

El 29 de agosto de 2024, P.H. Chucás S.A. presentó la solicitud de ejecución de sentencia en contra de Jafet Rojas. Sin embargo, el Juzgado Agrario al presentar el proceso de ejecución parcial de la sentencia, notificó que se Reserva el conocimiento del proceso de ejecución hasta que se resuelva la apelación, interpuesta por el señor Mario Gonzalez.

Al 31 de diciembre del 2024, no existen actuaciones adicionales.

187

ac. Proceso de Ejecución de Resolución Arbitral-Liquidación de Costas- (Costa Rica).

Actor: PH Chucas, S.A.

Demandado: Instituto Costarricense De Electricidad (ICE)

Antecedente: En fecha 14 de julio de 2020, PH Chucás, S.A. interpuso solicitud para iniciar proceso arbitral en contra del ICE.

Que mediante la Resolución No. 13 del 03 de agosto del 2023 el Tribunal Arbitral determinó que el ICE deberá pagar las sumas que no fueron pagadas en su momento y que corresponden a PH Chucás, S.A. el 50% de la cuota de ingreso, el 50% de los gastos administrativos y el 50% de los honorarios que corresponde pagar al Tribunal Arbitral, por la suma total de USD42,584,50 más los intereses (aproximadamente la suma de USD4,022.78 computados desde el 16 de agosto de 2023 hasta la fecha de la presentación del proceso en referencia).

Estado Actual y situación procesal: El 24 de septiembre de 2024, se presentó el proceso de Ejecución de Resolución Arbitral ante el Tribunal Contencioso Administrativo (Número de expediente: 24-006882-1027-CA), por los hechos antes descritos.

Al 31 de diciembre de 2024, en espera de la emisión de la Resolución por parte del Tribunal Contencioso Administrativo para conferir audiencia al ICE y se pueda referir a la ejecución presentada por PH Chucás, S.A.

ad. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel Guatemala,

horas extras y daños y perjuicios).

Objeto del juicio: Juicio laboral iniciado por Marcelo Juarez (extrabajador), quien aduce haber sido despedido injustificadamente. La defensa de Enel Guatemala S.A. se basa en que fue un despido con causa justificada por ser una violación al Código de Trabajo (que encuadra en una causal de despido directo) y a las políticas internas y el Código de Ética del Grupo.

Estado actual y situación procesal: El 15 de julio de 2022, el Juzgado de primera instancia declaró sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez declarando que lo realizado por el trabajador encuadra con la causal de despido que establece el Código de Trabajo y además violó las políticas internas y Código de Ética del Grupo.

Marcelo Juarez apeló la sentencia y la Sala de Apelaciones (segunda instancia) el 27 de octubre de 2022 declaró parcialmente a favor del demandante el recurso de apelación y condenó a Enel Guatemala S.A. al pago de indemnización, daños y perjuicios y costas judiciales.

Con fecha 15 de noviembre de 2022 el Grupo presentó acción de amparo (garantía constitucional) en contra de la sentencia de la Sala de Apelaciones. Se estima en un 50% las probabilidades de éxito para Enel, ya que se espera que el tribunal constitucional otorgue el amparo y confirme la sentencia de primera instancia la cual declaraba sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez.

Al 31 de diciembre de 2024, el proceso continúa al despacho para fallo.

ae. Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá).

Demandante: Enel Fortuna, S.A.

Antecedentes: Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la "ASEP"), por la cual "se resuelve el Procedimiento Administrativo Sancionador seguido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., al Centro Nacional de Despacho y a la Empresa Enel Fortuna, S. A." y su(s) acto(s) confirmatorio(s) (la "Resolución Recurrida"), mediante la cual resultó sancionada Enel Fortuna, S.A. con una multa de B/170,613.15, por el supuesto incumplimiento del numeral 9 del Artículo 139 (hoy numeral 9 del Artículo 150) del Texto Único de la Ley 6 de 1997, en particular, respecto del numeral 2 de la norma NDE 1.6 del Reglamento de Operación, así como los literales "c", "d" y "e" del numeral 7 de la norma NDE 1.6 del Reglamento de Operación. Lo anterior, en relación con los hechos del 20 de enero de 2019, que ocasionaron un apagón nacional (Evento No. 039).

Estado Actual y situación procesal: Mediante Auto de Pruebas N°. 278 de 6 de agosto de 2024 (el "Auto de Pruebas"), la Sala Tercera resolvió sobre la admisibilidad de las pruebas propuestas por las partes.

Al 31 de diciembre de 2024, se está en la etapa de valoración del Auto de Pruebas para continuar con las acciones procesales que tengan lugar.

40. Gestión de riesgos

El Grupo está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- c) Cada gerencia y área corporativa define:
 - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - ii. Criterios sobre contrapartes.
 - iii. Operadores autorizados.
- d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos del Grupo.

Riesgo de tasa de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados consolidado.

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

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre 2024 el Grupo contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por \$400.000.000, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses. La segunda cobertura fue contratada el 10 de octubre de 2024 por \$1.211.157.000, con vencimiento el 15 de octubre de 2025, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR O/N.

Tasa de interés	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 9,78%	(+/-)\$ 149.523.486	+/- 6,6%	(+/-)\$ 116.872.800
IBR	+/- 8,44%	(+/-)\$ 519.340.817	+/- 7,21%	(+/-)\$ 409.089.346
SOFR	+/- 3,44%	(+/-)\$ 8.653.820	-	-
LIBOR	-	-	+/- 3,9%	(+/-)\$ 10.896.282

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2022-2024 y 2021-2023 para los cálculos de 2024 y 2023, respectivamente) tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- (a) Deuda contratada por el Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- (b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

(c) Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional del Grupo es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente, el Grupo contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares y euros para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad) y cubrimientos de créditos en moneda extranjera.

A cierre de diciembre de 2024 el Grupo tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD por \$201.128.476, y en EUR por \$4.042.980.

Riesgo de “commodities”

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

El Grupo realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total no corriente
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 2.177.807.695	\$ 37.164.031	\$ 2.214.971.726	\$ -	200.110.384	\$ -	- \$	200.110.384
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	354.789.616	1.520.148.340	1.874.937.956	3.497.383.410	2.450.921.408	3.080.052.776	-	9.028.357.594
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (Capital)	41.379.364	105.238.155	146.617.519	-	-	21.087.548	-	21.087.548
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	18.844.315	17.125.505	35.969.820	70.783.296	49.692.056	76.497.480	93.224.679	290.197.511
Bonos Emitidos (capital + intereses)	36.786.294	841.851.409	878.637.703	378.982.958	463.841.784	334.015.625	-	1.176.840.367
	\$ 2.629.607.284	\$ 2.521.527.440	\$ 5.151.134.724	\$ 3.947.149.664	\$ 3.164.565.632	\$ 3.511.653.429	\$ 93.224.679	\$ 10.716.593.404

Riesgo de Crédito

El Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito mediante políticas y procedimientos establecidos.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en el Grupo es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo, la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, desplegamos un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la suspensión del servicio eléctrico y la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico a la evolución de la cartera y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. El Grupo despliega un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico al desempeño del crédito y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

191

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles del Grupo (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por el Grupo.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser 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

El Grupo adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- (a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.
- (b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.
- (c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el notional de la partida cubierta y el notional del instrumento de cobertura, es la misma que el Grupo utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

41. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2024, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 10,8 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

A su vez, en lo corrido del año al 31 de diciembre de 2024 se liquidaron 77,76 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 2024 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$999.212 los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, el Grupo, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P. cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de diciembre de 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 31 de diciembre de 2024 la valoración de Trading para Enel Colombia S.A. E.S.P. cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (653.915)	16
		<u>\$ (653.915)</u>	<u>16</u>

42. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

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

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
Total de activos financieros	\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios	\$ 8.095.165.099	\$ 8.468.550.901
Bonos emitidos	1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing	300.478.070	263.299.796
Total de pasivos	\$ 10.140.813.508	\$ 10.470.575.588
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
Total de activos no financieros	\$ 40.226.437	\$ 95.040.110

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 2023:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214
Total de activos financieros	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios	\$ 6.635.299.682	\$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	270.376.030	263.618.641
Total de pasivos	\$ 9.356.147.051	\$ 10.251.377.329
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801

(1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

(2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

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

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P., Al 31 de diciembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$95.040.110 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062 y 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$23.674.181, 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por \$16.719.309 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por \$(54.823.674). (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 de 2024, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

Al 31 de diciembre de 2024

Activos financieros	Nivel 3
Inversiones financieras–sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 163.700
	\$ 163.700
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 50.385.716
Pasivos financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 17)	\$ 2.832.573

194

Al 31 de diciembre de 2023

Activos financieros	Nivel 3
Inversiones financieras–sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 201.169
	\$ 201.169
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 2.294.698
Pasivos financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 17)	\$ 76.927.698

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación del Grupo en el patrimonio de Derivex, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

43. Categorías de activos y pasivos financieros

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

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.263.347.284	- \$	1.629.477.082	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.170.927.317	55.197.479	2.610.259.197	57.254.678
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	19.169.872	-	15.835.483	-
Otros activos financieros	25.355.956	378.564.608	8.445.751	365.208.600
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.478.800.429	\$ 433.762.087	\$ 4.264.017.513	\$ 422.463.278
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	2.545.921	163.700	3.713.944	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 2.545.921	\$ 163.700	\$ 3.713.944	\$ -
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	50.385.716	18.716.231	7.527.351	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231	\$ 7.527.351	\$ -

Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 2.040.918.585	\$ 8.099.894.923	\$ 2.103.764.515	\$ 7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.214.971.726	200.110.384	3.070.227.174	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	263.610.890	247.174.332	266.929.547	246.389.316
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 4.519.501.201	\$ 8.547.179.639	\$ 5.440.921.236	\$ 7.741.087.866
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	2.832.573	-	76.927.698	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 2.832.573	\$ -	\$ 76.927.698	\$ -

195

44. Segmentos de Operación

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9, que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios del Grupo para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y, por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

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

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

Nº	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	- Generación de energía. - Comercialización de gas. - Comercialización de bonos de carbono.
2	Distribución	- Distribución y comercialización de Energía. - Servicio de alumbrado público (infraestructura). - Otros negocios.

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

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2024.

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el período

	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
enero–diciembre de 2024				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 8.444.317.134	\$ 8.783.402.549	\$ (301.009.970)	\$ 16.926.709.713
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	(700.592.820)	(235.345.462)	935.938.282	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 7.743.724.314	\$ 8.548.057.087	\$ 634.928.312	\$ 16.926.709.713
Aprovisionamientos y servicios	(4.885.895.443)	(5.061.031.690)	231.442.388	(9.715.484.745)
Depreciación y amortización	(512.045.998)	(616.325.971)	-	(1.128.371.969)
Gastos de personal	(267.890.084)	(309.571.183)	-	(577.461.267)
Otros ingresos (costos)	(440.908.634)	(205.984.674)	69.567.582	(577.325.726)
Ingresos financieros	101.529.456	138.295.605	(41.456.060)	198.369.001
Gastos financieros	(615.333.911)	(634.357.112)	41.456.060	(1.208.234.963)
Diferencias en Cambio	(12.464.296)	(6.851.309)	-	(19.315.605)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	195.946.493	(9.830.356)	(195.318.045)	(9.201.908)
Resultado de otras inversiones	43.021.336	-	(43.021.336)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(2.883.726)	(14.609.115)	-	(17.492.841)
Otros rubros no monetarios:	\$ (237.737.440)	\$ (64.429.428)	\$ -	\$ (302.166.868)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(237.737.440)	(64.429.428)	-	(302.166.868)
Utilidad antes de impuestos	\$ 1.109.062.067	\$ 1.763.361.854	\$ 697.598.901	\$ 3.570.022.822
Gasto por impuesto de renta	(496.134.167)	(713.544.632)	-	(1.209.678.799)
Utilidad neta	\$ 612.927.900	\$ 1.049.817.222	\$ 697.598.901	\$ 2.360.344.023

Resultados por segmentos para el período

	Segmentos al 31 de diciembre de 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
enero–diciembre de 2023				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 8.357.020.176	\$ 8.543.209.556	\$ (301.133.546)	\$ 16.599.096.186
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	685.489.219	237.275.590	(922.764.809)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 9.042.509.395	\$ 8.780.485.146	\$ (1.223.898.355)	\$ 16.599.096.186
Aprovisionamientos y servicios	(3.980.878.194)	(5.176.435.498)	212.479.432	(8.944.834.260)
Depreciación y amortización	(485.901.018)	(545.105.664)	2.018.464	(1.028.988.218)
Gastos de Personal	(264.125.957)	(294.792.837)	-	(558.918.794)
Otros ingresos (costos)	(338.866.316)	(231.525.859)	88.654.114	(481.738.061)
Ingresos financieros	116.163.094	238.141.628	(50.285.083)	304.019.639
Gastos financieros	(950.688.054)	(616.711.249)	50.285.083	(1.517.114.220)
Diferencias en Cambio	8.272.850	4.807.902	-	13.080.752
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	(195.483.837)	(87.081.378)	283.700.122	1.134.907
Resultado de otras inversiones	138.953.764	2.646.815	(113.090.995)	28.509.584
Resultados en venta y disposición de activos	(558.187)	(10.118.140)	-	(10.676.327)
Otros rubros no monetarios:	\$ (625.534.658)	\$ (46.636.596)	\$ 195.174	\$ (671.976.080)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(625.534.658)	(46.636.596)	195.174	(671.976.080)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 2.463.862.882	\$ 2.017.674.270	\$ (749.942.044)	\$ 3.731.595.108
Gasto por impuesto de renta	(1.114.882.110)	(664.794.991)	-	(1.779.677.101)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.348.980.772	\$ 1.352.879.279	\$ (749.942.044)	\$ 1.951.918.007

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

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.240.462.173	\$ 6.745.323.287	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	1.060.872.181	320.697.329	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.055.864.130	1.435.323.438	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.906.035.139	48.816.932	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	1.935.964.048	1.308.739.941	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 27.199.197.671	\$ 9.858.900.927	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304
Pasivos financieros	5.007.032.212	5.136.613.869	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	3.315.206.819	856.553.413	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	941.071.597	56.469.981	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.100.551.489	486.946.383	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 10.363.862.117	\$ 6.536.583.646	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre de 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 14.224.892.685	\$ 7.532.114.675	\$ 1.772.454	\$ 21.758.779.814
Activos Intangibles	1.051.133.519	448.117.158	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	1.849.801.084	1.911.351.915	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.227.434.815	65.994.422	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.426.110.830	1.173.642.199	-	3.599.753.029
Total Activos Operativos	\$ 23.779.372.933	\$ 11.131.220.369	\$ (5.314.708.808)	\$ 29.595.884.494
Pasivos financieros	4.027.715.292	5.406.615.493	-	9.434.330.785
Cuentas por pagar	3.069.055.658	1.833.353.999	(1.077.803.642)	3.824.606.015
Provisiones	395.076.794	49.321.035	-	444.397.829
Otros Pasivos	1.176.725.352	749.486.515	-	1.926.211.867
Total Pasivos Operativos	\$ 8.668.573.096	\$ 8.038.777.042	\$ (1.077.803.642)	\$ 15.629.546.496

197

Resultados por segmentos para el período	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
enero–diciembre de 2024						
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 15.588.929.262	\$ 103.695.145	\$ 1.021.156.033	\$ 513.939.243	\$ (301.009.970)	\$ 16.926.709.713
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(935.938.282)	-	-	-	935.938.282	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 14.652.990.980	\$ 103.695.145	\$ 1.021.156.033	\$ 513.939.243	\$ 634.928.312	\$ 16.926.709.713
Aprovisionamientos y servicios	(9.230.741.014)	(357.631)	(439.283.965)	(276.544.523)	231.442.388	(9.715.484.745)
Depreciación y amortización	(927.460.527)	(30.249.623)	(116.385.662)	(54.276.157)	-	(1.128.371.969)
Gastos de Personal	(521.254.707)	(10.236.402)	(25.393.635)	(20.576.523)	-	(577.461.267)
Otros ingresos (costos)	(489.097.208)	(30.576.296)	(63.475.842)	(63.743.962)	69.567.582	(577.325.726)
Ingresos financieros	180.807.924	15.281.407	37.153.679	6.582.051	(41.456.060)	198.369.001
Gastos financieros	(1.146.376.795)	(31.551.255)	(68.395.098)	(3.367.875)	41.456.060	(1.208.234.963)
Diferencias en Cambio	(23.904.518)	3.991.300	937.619	(340.006)	-	(19.315.605)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	186.116.137	-	-	-	(195.318.045)	(9.201.908)
Resultado de otras inversiones	-	-	42.695.177	326.159	(43.021.336)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(16.744.455)	(411.563)	-	(336.823)	-	(17.492.841)
Otros rubros no monetarios:	\$ (273.630.272)	\$ (47.239)	\$ 118.902	\$ (28.608.259)	\$ -	\$ (302.166.868)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	\$ (273.630.272)	\$ (47.239)	\$ 118.902	\$ (28.608.259)	\$ -	\$ (302.166.868)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 2.390.705.545	\$ 19.537.843	\$ 389.127.208	\$ 73.053.325	\$ 697.598.901	\$ 3.570.022.822
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.075.366.539)	(3.798.402)	(111.315.066)	(19.198.792)	-	(1.209.678.799)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.315.339.006	\$ 15.739.441	\$ 277.812.142	\$ 53.854.533	\$ 697.598.901	\$ 2.360.344.023

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Resultados por segmentos para el periodo

enero–diciembre de 2023	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2023					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 15.244.999.151	\$ 98.814.838	\$ 1.013.024.379	\$ 543.391.364	\$ (301.133.546)	\$ 16.599.096.186
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	922.764.809	-	-	-	(922.764.809)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 16.167.763.960	\$ 98.814.838	\$ 1.013.024.379	\$ 543.391.364	\$ (1.223.898.355)	\$ 16.599.096.186
Aprovisionamientos y servicios	(8.229.704.971)	(45.823.742)	(591.640.380)	(290.144.599)	212.479.432	(8.944.834.260)
Depreciación y amortización	(828.411.590)	(31.570.324)	(114.702.731)	(56.322.037)	2.018.464	(1.028.988.218)
Gastos de Personal	(497.083.285)	(12.334.571)	(26.864.690)	(22.636.248)	-	(558.918.794)
Otros ingresos (costos)	(385.635.320)	(39.637.232)	(72.182.908)	(72.936.715)	88.654.114	(481.738.061)
Ingresos financieros	291.717.087	15.189.135	41.313.774	6.084.726	(50.285.083)	304.019.639
Gastos financieros	(1.179.525.143)	(305.413.146)	(79.245.954)	(3.215.060)	50.285.083	(1.517.114.220)
Diferencias en Cambio	15.696.430	(1.717.899)	(646.385)	(251.394)	-	13.080.752
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	(282.565.215)	-	-	-	283.700.122	1.134.907
Resultado de otras inversiones	26.857.580	-	114.136.516	606.483	(113.090.995)	28.509.584
Resultados en venta y disposición de activos	(10.399.707)	9.434	-	(286.054)	-	(10.676.327)
Otros rubros no monetarios:	\$ (654.583.273)	\$ 54.248	\$ 252.069	\$ (17.894.298)	\$ 195.174	\$ (671.976.080)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(654.583.273)	54.248	252.069	(17.894.298)	195.174	(671.976.080)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 4.434.126.553	\$ (322.429.259)	\$ 283.443.690	\$ 86.396.168	\$ (749.942.044)	\$ 3.731.595.108
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(1.693.475.244)	1.299.019	(66.132.971)	(21.367.905)	-	(1.779.677.101)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 2.740.651.309	\$ (321.130.240)	\$ 217.310.719	\$ 65.028.263	\$ (749.942.044)	\$ 1.951.918.007

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 20.397.357.914	\$ 134.973.407	\$ 1.955.696.413	\$ 1.497.757.726	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	635.880.202	163.361.848	532.824.488	49.502.972	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.046.201.833	227.926.736	778.955.486	438.103.513	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.384.204.232	756.065.530	814.491.162	91.147	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	2.235.855.221	228.874.379	580.204.730	199.769.659	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 28.699.499.402	\$ 1.511.201.900	\$ 4.662.172.279	\$ 2.185.225.017	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304
Pasivos financieros	10.084.107.683	2.388.890	26.327.191	30.822.317	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	2.170.409.707	592.890.035	1.135.788.204	272.672.286	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	967.319.277	-	30.222.301	-	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.262.396.270	37.832.778	279.161.708	8.107.116	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 14.484.232.937	\$ 633.111.703	\$ 1.471.499.404	\$ 311.601.719	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2023					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 18.550.153.710	\$ 118.281.394	\$ 1.745.388.968	\$ 1.343.183.288	\$ 1.772.454	\$ 21.758.779.814
Activos Intangibles	788.296.571	163.226.893	496.152.426	51.574.787	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	2.472.181.362	177.204.428	659.498.183	452.269.026	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.931.920.881	655.391.687	706.037.659	79.010	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.819.713.359	199.590.058	421.707.164	158.742.448	-	3.599.753.029
Total Activos Operativos	\$ 27.562.265.883	\$ 1.313.694.460	\$ 4.028.784.400	\$ 2.005.848.559	\$ (5.314.708.808)	\$ 29.595.884.494
Pasivos financieros	9.385.165.652	2.249.410	19.130.912	27.784.811	-	9.434.330.785
Cuentas por pagar	2.912.593.052	529.815.857	1.192.222.460	267.778.288	(1.077.803.642)	3.824.606.015
Provisiones	421.085.313	-	23.312.516	-	-	444.397.829
Otros Pasivos	1.703.418.081	35.225.507	180.472.845	7.095.434	-	1.926.211.867
Total Pasivos Operativos	\$ 14.422.262.098	\$ 567.290.774	\$ 1.415.138.733	\$ 302.658.533	\$ (1.077.803.642)	\$ 15.629.546.496

45. Temas relevantes

Autorización construcción y puesta en servicios Parque Solar Guayepo III

El 12 de enero de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó la construcción y puesta en servicio del parque solar Guayepo III, así como la suscripción y ejecución de todos los documentos y actos necesarios para tal fin, incluyendo la adquisición del cien por ciento (100%) de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

El 5 de agosto de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. adquirió el 100% de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acodado con la Agencia Nacional de Infraestructura- ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.878.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P., ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre.

Mediante la escritura pública No.3310 del 6 de noviembre de 2024, se formalizó la enajenación de un área parcial de 28.835,46 m² a favor de la Agencia Nacional de Infraestructura-ANI, por un valor de \$8.444.027. Adicionalmente, mediante escritura pública No.3010 del 6 de noviembre de 2024 se otorgó servidumbre de tránsito sobre un área de terreno de 5.906,25 m² a favor del mismo tercero, por un valor de \$2.810.363; de estos montos se encuentran pendientes de pago por parte de la Agencia Nacional de Infraestructura-ANI \$984.921, pago que se encuentra previsto con el registro correspondiente de la escritura pública.

Entrada en Operación Comercial Parque Solar La Loma

El 13 de febrero de 2024, se realizó la inauguración del Parque Solar La Loma, la planta de generación con energía solar más grande del país conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta fecha esta planta generará 420 GWh/año.

Subasta de Cargo por Confiabilidad

Enel Colombia S.A. E.S.P., participó en la subasta de cargo por confiabilidad para la vigencia 2027-2028, con el portafolio de plantas existentes y con 6 proyectos nuevos de generación (Fundación, Guayepo III, Atlántico, Valledupar, Chinú y Sahagún). El resultado para el Grupo fue la adjudicación de 12.157 GWh/año en obligaciones de energía firme, por un plazo hasta por 20 años exceptuando el caso del proyecto Fundación que al estar en construcción será de 10 años.

Novedades de la Alta Gerencia y Comité de Auditoría

El 21 de marzo de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., nombró los siguientes miembros del Comité de Auditoría:

Principal	Suplente
Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Juan Ricardo Ortega	Andres Baracaldo Sarmiento
Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Astrid Martinez Ortiz	Mario Trujillo Hernandez

Novedades de los Directores y miembros de la Alta Gerencia

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2024, la Junta Directiva: i) designó al señor Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P., a partir del 1 de abril de 2024, y ii) aceptó la renuncia del señor Luciano Tommasi como Gerente General con efectos a partir del 31 de marzo de 2024.

Tramo de Bonos Ordinarios

El 4 de abril de 2024, quedó en firme la Resolución No. 0393 del 28 de febrero de 2024, mediante la cual, se cancela la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores–RNVE del Octavo Tramo de Bonos Ordinarios que estaba a cargo de Codensa S.A. E.S.P., y que fue trasladado a Enel Colombia S.A. E.S.P., en virtud del perfeccionamiento del proceso de fusión por absorción, por valor de 195.000 millones de pesos. Lo anterior no representa impacto financiero para el Grupo.

Aprobación del proyecto solar Atlántico Photovoltaic

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committee, y el 6 de mayo en Junta Directiva, fue aprobada la construcción del proyecto Atlántico, con una capacidad de 256MWp. La inversión en este proyecto es por un valor total aproximado de 199,4 MUSD (0.78 MUSD/MWp).

Medidas Gubernamentales para mitigar un riesgo de racionamiento por el fenómeno del niño

Debido a que el fenómeno del niño se extendió más tiempo del previsto inicialmente, el gobierno nacional se vio en la necesidad de implementar diversas medidas transitorias para mitigar un riesgo de racionamiento en caso de que el periodo seco se extendiera aún más, como las siguientes:

- Resolución Ministerio de Minas y Energía (MME) 40116 (2 de abril de 2024): medidas transitorias para el abastecimiento de la demanda debido a condiciones energéticas del verano 2023 – 2024 (Meta Térmica).
- Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101-038 (15 de abril de 2024): medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores.
- Resolución CREG 101-041 (20 de abril de 2024): mediante la cual establece medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24.
- Circular MME 40017 (20 de abril de 2024): mediante la cual esta cartera anuncia su decisión de prorrogar hasta el 31 de mayo de 2024 las medidas dispuestas por la Resolución 40116 de 2024.
- Adicionalmente, la CREG expidió la Resolución 701038 de 2024 mediante la cual se propone la nueva metodología de comercialización. De acuerdo con la agenda regulatoria de la CREG para el año 2025, se espera que la nueva metodología de comercialización sea expedida de manera definitiva en el primer trimestre de 2025.

200

Estas medidas han tenido algunos impactos negativos en los ingresos operativos del mes abril, sin representar pérdidas o riesgos para la viabilidad financiera del Grupo. Al empezar la temporada de lluvias y por tratarse de medidas transitorias no se espera un impacto futuro, por lo que después de superada la situación hay una señal de tranquilidad para el sector.

Proceso liquidación de energía Costa Rica

El 1 de abril de 2024, las generadoras Chucas, Don Pedro y Rio Volcán recibieron comunicado del Instituto Costarricense de Energía Eléctrica (ICE) en el que se menciona que, a partir del proceso de liquidación de la energía entregada en marzo 2024 por parte de su representada, toda facturación que corresponde al cobro de esta venta no deberá incluir el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Lo anterior, tiene su fundamento en el inciso 36 del artículo 8 de la Ley del IVA, que establece la exención de este impuesto a la “compra de energía eléctrica para su distribución”, concepto dentro del cual se encuentra la energía adquirida por el ICE a las empresas de generación privada.

Levantamiento de la medida cautelar cobro de la multa P.H. Chucás S.A. (Costa Rica)

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha solicitado el levantamiento de la medida cautelar que impedía el cobro de la multa a P.H. Chucás S.A. por retraso de la construcción del Proyecto Chucás, por un monto de US\$4.631.704,00. Sobre dicho monto, el ICE ya había retenido US\$2.449.626,32, por lo que el saldo por cobrar sobre dicha multa es de US\$2.182.077,68. Chucás no cuenta con ningún medio legal para mantener la medida cautelar; por lo que una vez la misma sea levantada por el Juzgado Contencioso Administrativo, el ICE comunicará a Chucás la reactivación del cobro mediante retención de la facturación por venta de energía y disponibilidad de la planta.

Autorización fusiones sociedades Panamá

El 24 de mayo de 2024 quedó inscrita la fusión entre las sociedades Enel Renovables S.R.L. (Entidad absorbente) y Progreso Solar 20 MW S.A. (entidad absorbida) ante el Registro Público de Panamá.

El 1 de agosto de 2024 quedó inscrita ante registro público de Panamá la fusión entre las compañías Jaguito Solar 10 MW, S.A. (sociedad absorbida) y Enel Renewable, S.R.L. (sociedad absorbente).

Nuevas normas Regulatorias y legales

El 2 de julio de 2024, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40225 de 2024 la cual tiene como objetivo reducir las tarifas de energía eléctrica en el país y establece lineamientos generales para renegociar los contratos de energía entre agentes; la CREG debe expedir normatividad de aplicación y metas. Se pueden presentar posibles impactos en el futuro en caso de decidir renegociar.

Dividendos decretados Renovables de Guatemala S.A.

El 5 de julio de 2024, se aprobó decretar dividendos por parte de la sociedad Renovables de Guatemala S.A., por US 20.000.000, correspondiente a las utilidades del periodo 2016. El pago fue efectivo a los accionistas el 26 de julio de 2024.

Disolución y liquidación Enel X Way Colombia S.A.S.

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., sociedad que tiene por objeto social realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta, adquisición, importación y exportación, desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga eléctrica.

Contrato de crédito Investment European Bank (IEB)

Enel Colombia S.A. E.S.P., informa que el día 10 de octubre de 2024 suscribió un contrato de crédito con Investment European Bank (IEB) por un monto de hasta USD 300 millones equivalentes en COP. El crédito está respaldado parcialmente con una garantía de SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado durante un periodo de 1 año a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos se destinarán a financiar la construcción del Parque Solar Guayepo I y II, así como a fortalecer y desarrollar el negocio de distribución mediante proyectos de modernización, resiliencia y fortalecimiento de la red, además de la interconexión y expansión de esta, promoviendo también la integración de nuevos clientes, energías renovables y soluciones de movilidad eléctrica. El contrato incluye los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiación, que podrían derivar en la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato de crédito no incluye mecanismos de repetición frente a terceros.

Estatuto de desabastecimiento a nivel nacional

A partir del 30 de septiembre de 2024, se declaró en riesgo el sistema eléctrico colombiano, atendiendo a los parámetros establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014, con lo que se activó el estatuto de riesgo de desabastecimiento por primera vez desde su creación en el año 2014, esto como consecuencia de que el país se encuentra atravesando por el mínimo histórico en materia de aportes hidrológicos.

El Estatuto tiene como objetivo garantizar la seguridad del sistema eléctrico para enfrentar un futuro verano entre enero y abril de 2025, con lo cual se preserva el nivel de embalse agregado, limitando la capacidad de generación de plantas hidráulicas en condiciones normales y priorizando el despacho termoeléctrico. Esta situación tendrá impactos en la operación de todas las empresas del sector eléctrico colombiano, por la intervención en la generación real y en los precios. En el caso de Enel Colombia S.A. E.S.P., este evento impactó los resultados del último trimestre del año. Cabe mencionar, que el mecanismo prevé la recuperación económica del impacto en los meses siguientes a la finalización de la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento. Posterior a la Resolución CREG 101-063 de noviembre de 2024, el 20 de noviembre de 2024 fue el último día en que se aplicó el mecanismo de aseguramiento de la confiabilidad previsto por el estatus de desabastecimiento a nivel nacional.

Nulidad de creación Operadora Distrital de Transporte S.A.S.

El 23 de octubre de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de segunda instancia dentro del proceso acumulado, confirmando la sentencia de primera instancia que declaró la nulidad del artículo 91 del Acuerdo 761 de 2020, que autorizaba la creación de la Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita".

En virtud de la declaratoria de nulidad del acto de creación de "La Rolita", Transmilenio S.A. y el Distrito Capital deberán subsanar el vicio del acto de creación ante el Concejo de Bogotá, a través de la presentación de un proyecto de Acuerdo Distrital al que se acompañen los correspondientes estudios demostrativos y demás requisitos de conformidad con la normativa aplicable vigente.

46. Aprobación de estados financieros

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2024 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 85 del 25 de febrero de 2025 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 551 del 26 de febrero de 2025, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

47. Eventos subsecuentes

Constitución sociedad Wind Autogeneración S.A.S.

El 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., cuyo objeto es el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para la autogeneración y/o producción marginal de energía para su propio consumo, ya sea en el sitio de producción y/o sitios distintos a los de la producción o implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de la producción, de conformidad con lo previsto en el decreto 1403 del 22 de noviembre de 2024, así como las normas que lo complementen, sustituyan o modifiquen.

