



# ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2023.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022).

(Con el informe de Revisor Fiscal)







# ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2023.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022).

(Con el informe de Revisor Fiscal)

## 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 2023 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 significativas 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 2023, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

### Bases para la opinión

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

### Asunto clave de auditoría

Asuntos clave de auditoría son aquellos que, según mi juicio profesional, fueron de la mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros consolidados del período corriente. Este asunto fue abordado en el contexto de mi auditoría de los estados financieros consolidados como un todo y al formarme mi opinión al respecto, y no proporciono una opinión separada sobre este asunto.

**Evaluación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada  
(Ver Notas 2.5 y 24 a los estados financieros consolidados)**

Asunto clave de Auditoría	Cómo fue abordado en la auditoría
<p>Enel Colombia S.A. E.S.P. ha establecido un procedimiento para el reconocimiento de ingresos estimados al cierre de cada mes, asociados a la venta de energía entregada y no facturada en los mercados mayorista y no regulado en relación con la generación y distribución de energía al cierre de cada mes, cuya facturación es realizada en el mes siguiente. Al cierre de diciembre de 2023 los ingresos estimados no facturados reconocidos en relación con generación y distribución ascienden a \$448.357 millones y \$399.266 millones, respectivamente.</p> <p>Consideré la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada como un asunto clave de auditoría, debido a la significancia de las variables incorporadas en la determinación de este ingreso, especialmente con respecto a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Generación y Renovables:</b> a) la cantidad de energía consumida calculada con base en el histórico de los consumos promedio de los últimos meses o la curva típica de consumos, dependiendo del tipo de cliente y b) los precios pactados con los clientes, que para el mercado mayorista y para el mercado no regulado corresponden al Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC).</li> <li>• <b>Distribución:</b> a) la cantidad de energía estimada tomando como base la lectura de los ciclos del mes anterior, el factor estacional y los días pendientes por facturar, y b) los precios establecidos de acuerdo con el nivel de tensión y estrato socioeconómico.</li> </ul>	<p>Mis procedimientos de auditoría para evaluar la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada incluyeron, entre otros, los siguientes:</p> <p><b>Generación y Renovables:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de ciertos controles internos establecidos por la Compañía, para la estimación del ingreso, tales como: <b>1)</b> la revisión de consumos mensuales base para el cálculo de la estimación por cliente y contrato; <b>2)</b> la revisión y aprobación de las variables del precio que se incorporan en los acuerdos contractuales de cada cliente (IPP e IPC); <b>3)</b> la preparación, revisión y aprobación del ingreso estimado al cierre de cada mes; y <b>4)</b> comparación de la estimación del ingreso con la facturación final, incluida la validación de las variables incorporadas para el proceso de estimación del ingreso de la energía entregada y no facturada.</li> <li>• Para una selección de contratos se realizó la comparación del Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizados para la estimación del ingreso al cierre del año frente al dato real del mes publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para identificar posibles desviaciones y la justificación por parte de la Compañía sobre las mismas.</li> <li>• Comparación del consumo utilizado en la estimación versus la información reportada por el operador y administrador del mercado eléctrico colombiano (XM) y los contratos del Mercado Mayorista.</li> <li>• Recálculo del ingreso estimado al cierre del año.</li> <li>• Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.</li> <li>• Análisis de la antigüedad de la cartera originada en el reconocimiento de la energía entregada y no facturada.</li> </ul> <p><b>Distribución:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Involucramiento de profesionales con experiencia y conocimiento en la evaluación de tecnología de la información, que me asistieron en la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de controles internos automáticos establecidos por la Compañía para la determinación de la estimación de los ingresos no facturados al cierre del mes. Esto incluyó la evaluación de ciertos controles asociados con las cantidades históricas y los precios de la energía consumida, tales como: <b>1)</b> revisión, aprobación e inclusión del calendario de facturación en el sistema comercial; <b>2)</b> recálculos independientes sobre las tarifas y su inclusión en el sistema comercial, de conformidad con los precios establecidos por la CREG por niveles de tensión y estrato socioeconómico; <b>3)</b> interfaces entre los sistemas que capturan las lecturas de los medidores (TPL) al sistema comercial; <b>4)</b> cálculo y revisión del factor estacional; <b>5)</b> preparación, revisión, registro y comparación del ingreso estimado versus el real; y <b>6)</b> accesos a realizar cambios en el sistema comercial.</li> <li>• Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.</li> <li>• Comparación mes a mes de las tarifas por estrato socioeconómico para determinar posibles variaciones significativas y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones.</li> <li>• Para una selección de facturas emitidas durante el año, realicé una verificación de los precios facturados, del consumo real y del recaudo relacionado.</li> </ul>

## Otros asuntos

Los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por otro contador público, miembro de KPMG S.A.S. quien en su informe de fecha 24 de febrero de 2023 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.

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

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

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

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

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

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

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

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros consolidados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el objetivo de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y de las revelaciones relacionadas, realizadas por la administración.

- Concluyo sobre lo adecuado del uso de la hipótesis de negocio en marcha por parte de la administración y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan indicar dudas significativas sobre la habilidad del Grupo para continuar como negocio en marcha. Si concluyera que existe una incertidumbre material, debo llamar la atención en mi informe a la revelación que describa esta situación en los estados financieros consolidados o, si esta revelación es inadecuada, debo modificar mi opinión. Mis conclusiones están basadas en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe. No obstante, eventos o condiciones futuras pueden causar que el Grupo deje de operar como un negocio en marcha.
- Evalué 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.

A partir de los asuntos comunicados con los encargados del gobierno corporativo, determino los asuntos que fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y, por lo tanto, son los asuntos clave de auditoría. Describo estos asuntos en mi informe del revisor fiscal a menos que la ley o regulación impida la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente excepcionales, determino que un asunto no debe ser comunicado en mi informe porque las consecuencias adversas de hacerlo serían razonablemente mayores que los beneficios al interés público de tal comunicación.



**Andrea Rodríguez Mur**

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

29 de febrero de 2024

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Situación Financiera Consolidado**  
**(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)**

(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<b>ACTIVO</b>			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.629.477.082	\$ 1.215.342.798
Otros activos financieros	5	19.687.046	114.966.645
Otros activos no financieros	6	109.126.197	167.333.581
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.610.259.197	1.877.569.647
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	15.835.483	16.090.113
Inventarios, neto	9	534.984.310	469.017.806
Activos mantenidos para la venta	10	424.508.688	849.007.899
Activos por impuestos de renta	11	106.062.126	16.511.626
<b>Total activo corriente</b>		<b>\$ 5.449.940.129</b>	<b>\$ 4.725.840.115</b>
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	365.208.600	500.665.883
Otros activos no financieros	6	284.702.340	252.413.327
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	57.254.678	61.470.109
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	54.740.718	14.584.815
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.499.261.575	2.053.980.064
Propiedades, planta y equipo, neto	14	21.758.779.814	21.902.550.769
Plusvalía	15	107.840.122	135.721.027
Activos por impuestos diferidos	16	18.156.518	16.045.520
<b>Total activo no corriente</b>		<b>\$ 24.145.944.365</b>	<b>\$ 24.937.431.514</b>
<b>Total activo</b>		<b>\$ 29.595.884.494</b>	<b>\$ 29.663.271.629</b>
<b>Pasivo y patrimonio</b>			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Pasivos financieros	17	2.180.692.213	1.533.889.089
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	3.070.227.174	1.956.448.087
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	266.929.547	377.013.942
Otras provisiones	19	225.473.844	240.450.528
Pasivos por impuestos	20	410.178.227	778.684.744
Otros pasivos no financieros	21	348.170.207	303.228.538
Provisiones por beneficios a los empleados	22	132.366.206	126.210.924
Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta	10	-	114.332.710
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>\$ 6.634.037.418</b>	<b>\$ 5.430.258.562</b>
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Pasivos financieros	17	7.253.638.572	5.930.600.508
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	241.059.978	330.205.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	246.389.316	372.569.066
Otras provisiones	19	218.923.985	327.957.287
Provisiones por beneficios a los empleados	22	507.362.135	376.872.392
Pasivos por impuestos diferidos	16	528.135.092	581.439.937
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>8.995.509.078</b>	<b>7.919.644.797</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>\$ 15.629.546.496</b>	<b>\$ 13.349.903.359</b>



**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Situación Financiera Consolidado**  
**(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)**

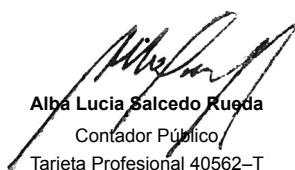
(En miles de pesos colombianos)

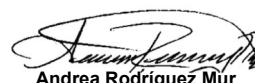
	Nota	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	23	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.851.635.302	1.882.254.998
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(155.295.479)	1.080.945.992
<i>Utilidad del período</i>		1.938.215.238	2.859.963.898
<i>Utilidades retenidas</i>		545.026.954	392.697.042
<i>Pérdidas retenidas</i>		(258.367.060)	(258.367.060)
<i>Utilidad por efecto de conversión a NCIF</i>		3.267.493.838	3.267.493.838
<i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		5.228.518.219	5.997.936.967
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>\$ 13.135.651.483</b>	<b>\$ 15.171.931.398</b>
Participaciones no controladoras		830.686.515	1.141.436.872
<b>Total patrimonio</b>		<b>\$ 13.966.337.998</b>	<b>\$ 16.313.368.270</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>\$ 29.595.884.494</b>	<b>\$ 29.663.271.629</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

  
**Luciano Tommasi**  
Representante Legal

  
**Alba Lucia Salcedo Rueda**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

  
**Andrea Rodríguez Mur**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Resultados, por Naturaleza, Consolidado**  
**(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)**


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


	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 16.599.096.186	\$ 12.100.256.342
Otros ingresos de operación	24	136.446.838	123.626.589
<b>Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>16.735.543.024</b>	<b>12.223.882.931</b>
Aprovisionamientos y servicios	25	(8.944.834.260)	(4.969.695.663)
<b>Margen de contribución</b>		<b>\$ 7.790.708.764</b>	<b>\$ 7.254.187.268</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14	159.315.474	115.490.616
Gastos de personal	26	(558.918.794)	(442.892.776)
Otros gastos fijos, por naturaleza	27	(777.500.373)	(599.077.204)
<b>Resultado bruto de operación</b>		<b>6.613.605.071</b>	<b>6.327.707.904</b>
Depreciaciones y amortizaciones	28	(1.028.988.218)	(859.900.474)
Pérdidas por deterioro	29	(671.976.080)	(380.706.921)
<b>Resultado de operación</b>		<b>4.912.640.773</b>	<b>5.087.100.509</b>
Ingresos financieros	30	304.019.639	302.620.414
Gastos financieros	30	(1.517.114.220)	(774.195.278)
Diferencia en cambio, neto	30	13.080.752	(109.763.270)
<b>Resultado financiero, neto</b>		<b>(1.200.013.829)</b>	<b>(581.338.134)</b>
<b>Resultado de otras inversiones</b>			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	31	29.644.491	(1.093.254)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	32	(10.676.327)	(3.442.229)
<b>Resultados antes de impuestos</b>		<b>3.731.595.108</b>	<b>4.501.226.892</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(1.779.677.101)	(1.540.448.212)
<b>Utilidad del período</b>		<b>\$ 1.951.918.007</b>	<b>\$ 2.960.778.680</b>
<b>Utilidad atribuible</b>			
A los accionistas		1.938.215.238	2.859.963.898
Participación no controlada		13.702.769	100.814.782
<b>Resultado del período</b>		<b>\$ 1.951.918.007</b>	<b>\$ 2.960.778.680</b>
<b>Resultado por acción básica y diluida</b>			
Ganancia por acción básica y diluida	34	13.015,68	19.205,45
Número de acciones ordinarias en circulación		<b>148.913.918</b>	<b>148.913.918</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

  
**Luciano Tommasi**  
Representante Legal

  
**Alba Lucia Salcedo Rueda**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

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

(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado del Otro Resultado Integral Consolidado**  
**(Cifras comparativas por el año terminado el 31 de diciembre de 2022)**


(En miles de pesos colombianos)

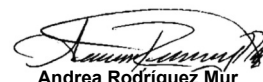
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
<b>Resultado del período</b>	<b>\$ 1.951.918.007</b>	<b>\$ 2.960.778.680</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(2.618.023)	241.892
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(120.537.047)	(40.824.175)
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(869.518.200)	801.814.678
Efecto fusión Enel Colombia - Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	-	(28.741)
Efecto fusión Enel Colombia - Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios Definidos	-	(79.996.688)
Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias efecto conversión moneda presentación	-	268.764.068
<b>Otro resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>\$ (992.673.270)</b>	<b>\$ 949.971.034</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo	(420.290.854)	232.471.931
Efecto fusión Enel Colombia – Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	-	171.902.542
<b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>(420.290.854)</b>	<b>404.374.473</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	41.443.631	8.623.854
Efecto fusión Enel Colombia – Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	15.281.807
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados	-	(151.255.493)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>41.443.631</b>	<b>(127.349.832)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	135.279.022	(76.489.244)
Efecto fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	-	(51.540.745)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>135.279.022</b>	<b>(128.029.989)</b>
<b>Total otro resultado integral</b>	<b>(1.236.241.471)</b>	<b>1.098.965.686</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>\$ 715.676.536</b>	<b>\$ 4.059.744.366</b>
<b>Utilidad atribuible:</b>		
A los accionistas	701.973.767	3.958.929.584
Participación no controlada	13.702.769	100.814.782
<b>Utilidad del periodo</b>	<b>\$ 715.676.536</b>	<b>\$ 4.059.744.366</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

  
**Luciano Tommasi**  
 Representante Legal

  
**Alba Lucia Salcedo Rueda**  
 Contador Público,  
 Tarjeta Profesional 40562-T

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

(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado**  
**(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)**


(En miles de pesos colombianos)


	Otras 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
<b>Patrimonio inicial al 01-01-2022</b>	\$ 655.222.313	\$ -	\$ 113.255.816	\$ -	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 215.186.398	\$ -	\$ 542.975.682	\$ 2.417.587	\$ (20.437.281)	\$ -	\$ (18.019.694)	\$ 3.808.433.206	\$ 5.101.867.323	\$ 31.247	\$ 5.101.898.570
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.859.963.898	2.859.963.898	100.814.782	2.960.778.680
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324.382.243
Incrementos (disminuciones) fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.333.056	(64.714.881)	268.764.068	324.382.243	-	-	-	324.382.243
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156.224.580	(32.200.322)	650.559.185	774.583.443	-	-	-	774.583.443
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	276.557.636	(96.915.203)	919.323.253	1.098.965.686	2.859.963.898	3.958.929.584	100.814.782	4.059.744.366
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.658.796.333)	(3.658.796.333)	-	(3.658.796.333)
Incrementos (disminuciones) fusión	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	189.950.866	1.146.052.277	1.362.457.624	-	-	-	-	2.965.157.888	9.769.930.824	961.436.906	10.731.367.730
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(23.178.308)	-	(23.178.308)	-	-	-	-	23.178.308	-	79.153.937	79.153.937
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>-</b>	<b>(6.508.367)</b>	<b>-</b>	<b>5.448.823.679</b>	<b>26.454.481</b>	<b>-</b>	<b>166.772.558</b>	<b>1.146.052.277</b>	<b>1.339.279.316</b>	<b>276.557.636</b>	<b>(96.915.203)</b>	<b>919.323.253</b>	<b>1.098.965.686</b>	<b>2.189.503.761</b>	<b>10.070.064.075</b>	<b>1.141.405.625</b>	<b>11.211.469.700</b>
<b>Patrimonio final al 31-12-2022</b>	<b>\$ 655.222.313</b>	<b>(6.508.367)</b>	<b>\$ 113.255.816</b>	<b>\$ 5.448.823.679</b>	<b>\$ 354.065.638</b>	<b>\$ 178.127</b>	<b>\$ 381.958.956</b>	<b>\$ 1.146.052.277</b>	<b>\$ 1.882.254.998</b>	<b>\$ 278.975.223</b>	<b>(117.352.484)</b>	<b>\$ 919.323.253</b>	<b>\$ 1.080.945.992</b>	<b>\$ 5.997.936.967</b>	<b>\$ 15.171.931.398</b>	<b>\$ 1.141.436.872</b>	<b>\$ 16.313.368.270</b>
<b>Patrimonio inicial al 01-01-2023</b>	<b>\$ 655.222.313</b>	<b>(6.508.367)</b>	<b>\$ 113.255.816</b>	<b>\$ 5.448.823.679</b>	<b>\$ 354.065.638</b>	<b>\$ 178.127</b>	<b>\$ 381.958.956</b>	<b>\$ 1.146.052.277</b>	<b>\$ 1.882.254.998</b>	<b>\$ 278.975.223</b>	<b>(117.352.484)</b>	<b>\$ 919.323.253</b>	<b>\$ 1.080.945.992</b>	<b>\$ 5.997.936.967</b>	<b>\$ 15.171.931.398</b>	<b>\$ 1.141.436.872</b>	<b>\$ 16.313.368.270</b>
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.938.215.238	1.938.215.238	13.702.769	1.951.918.007
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.236.241.471)
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287.629.855)	(79.093.416)	(869.518.200)	(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)	-	-	-	-	(2.987.938.967)	(3.018.558.663)	(103.332.902)	(3.121.891.565)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280.304.981	280.304.981	(221.120.224)	59.184.757
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(30.619.696)</b>	<b>-</b>	<b>(30.619.696)</b>	<b>(287.629.855)</b>	<b>(79.093.416)</b>	<b>(869.518.200)</b>	<b>(1.236.241.471)</b>	<b>(769.418.748)</b>	<b>(2.036.279.915)</b>	<b>(310.750.357)</b>	<b>(2.347.030.272)</b>
<b>Patrimonio final al 31-12-2023</b>	<b>\$ 655.222.313</b>	<b>(6.508.367)</b>	<b>\$ 113.255.816</b>	<b>\$ 5.448.823.679</b>	<b>\$ 354.065.638</b>	<b>\$ 178.127</b>	<b>\$ 351.339.260</b>	<b>\$ 1.146.052.277</b>	<b>\$ 1.851.635.302</b>	<b>(8.654.632)</b>	<b>(196.445.900)</b>	<b>\$ 49.805.053</b>	<b>(155.295.479)</b>	<b>\$ 5.228.518.219</b>	<b>\$ 13.135.651.483</b>	<b>\$ 830.686.515</b>	<b>\$ 13.966.337.998</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

  
**Luciano Tommasi**  
Representante Legal

  
**Alba Lucia Salcedo Rueda**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

  
**Andrea Rodríguez Mur**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

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

### Estado de Flujo de Efectivo Consolidado, Método Directo.

(Cifras comparativas por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022)

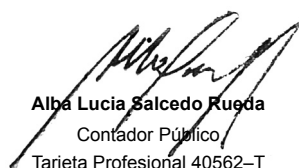
(En miles de pesos colombianos)

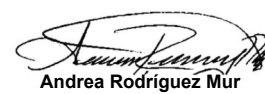
	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 15.651.032.822	\$ 11.726.554.662
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	190.528.399	189.558.517
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	72.319.869	23.733.527
Otros cobros por actividades de operación	2.664.774.263	2.198.967.051
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(9.357.779.530)	(5.562.276.559)
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(407.473.332)	(308.723.472)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(59.550.037)	(49.409.025)
Otros pagos por actividades de operación	(2.009.534.539)	(1.963.465.303)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>6.744.317.915</b>	<b>6.254.939.398</b>
Intereses recibidos	11.592.278	4.298.163
Impuestos a las ganancias pagados	(1.967.460.984)	(1.239.042.526)
Reclasificación de efectivo mantenido para la venta	-	(16.066.432)
Otras (salidas) de efectivo	(229.983.734)	(147.921.065)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>4.558.465.475</b>	<b>4.856.207.538</b>
Flujos de efectivo (utilizados) provistos en actividades de inversión:		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	244.080.809	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	48.363.111
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(2.606.240)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	24.746.589	-
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(2.808.436.523)	(2.774.960.896)
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)	(219.181.786)	(57.457.044)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	48.031.171	196.993.915
Cobros a entidades relacionadas	-	215.617.215
Intereses recibidos actividades inversión	115.028.899	71.861.280
Otras (salidas) entradas de efectivo	(88.211.636)	1.122.538.377
<b>Flujos de efectivo netos (utilizados) en actividades de inversión</b>	<b>(2.701.504.399)</b>	<b>(1.177.044.042)</b>
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	1.136.250.000
Importes procedentes de préstamos	4.068.293.823	2.171.594.344
Préstamos de entidades relacionadas	149.060	-
Pago de préstamos	(1.683.818.642)	(1.585.429.321)
Dividendos pagados accionistas	(2.807.362.347)	(3.658.723.560)
Intereses pagados financiación	(978.424.348)	(601.188.237)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(31.306.763)	(18.470.400)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(42.658.262)	(22.507.536)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(73.486.556)	(92.298.117)
Otras entradas (salidas) de efectivo financiación	105.787.243	(6.749.329)
<b>Flujos de efectivo netos (utilizados) en actividades de financiación</b>	<b>(1.442.826.792)</b>	<b>(2.677.522.156)</b>
<b>Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>414.134.284</b>	<b>1.001.641.340</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.215.342.798	213.701.458
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	<b>\$ 1.629.477.082</b>	<b>\$ 1.215.342.798</b>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

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

  
Luciano Tommasi  
Representante Legal

  
Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

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

(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

# CONTENIDO

---

1.	Información general	16
2.	Bases de presentación	54
3.	Políticas contables	62
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	81
5.	Otros activos financieros	83
6.	Otros activos no financieros	86
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	87
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	93
9.	Inventarios, neto	98
10.	Activos y pasivos mantenidos para la venta	99
11.	Activos por impuesto de renta	103
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	104
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	105
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	109
15.	Plusvalía	116
16.	Impuestos diferidos, neto	117
17.	Pasivos financieros	120
18.	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	132
19.	Otras provisiones	133
20.	Pasivos por impuestos	149
21.	Otros pasivos no financieros	151
22.	Provisiones por beneficios a los empleados	152
23.	Patrimonio	158
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	159

25.	Aprovisionamientos y servicios	163
26.	Gastos de personal	164
27.	Otros gastos fijos de operación	165
28.	Gastos por depreciación, amortización	166
29.	Pérdidas por deterioro	166
30.	Resultados financieros	168
31.	Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación	171
32.	Resultado en venta y disposición de activos, neto	171
33.	Gasto por impuesto a las ganancias	172
34.	Utilidad por acción	174
35.	Resultado integral	174
36.	Activos y pasivos en moneda extranjera	175
37.	Sanciones	176
38.	Otros seguros	178
39.	Compromisos y contingencias	178
40.	Gestión de riesgos	192
41.	Mercado de derivados energéticos	195
42.	Información sobre valores razonables	196
43.	Categorías de activos y pasivos financieros	198
44.	Segmentos de Operación	198
45.	Hechos relevantes	201
46.	Aprobación de estados financieros	204
47.	Eventos subsecuentes	204

## 1. Información general

### 1.1. Ente Económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante “El Grupo”) 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 2023 es:

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

Enel Colombia S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (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 9 de junio de 2023, inscrito el 3 de agosto de 2023 bajo el No. 03003792 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. (Subordinadas).

La situación de control y Grupo Empresarial, referente a la sociedad Colombia ZE S.A.S., cambió debido a que el día 21 de abril de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. vendió el 80% de participación accionaria que tenía en esta sociedad. Por lo anterior la situación de control indirecto y grupo empresarial que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Colombia ZE S.A.S. sobre la sociedad Bogotá ZE S.A.S. finalizó y, en consecuencia, el control indirecto y grupo empresarial que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Bogotá ZE S.A.S. sobre las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. finalizó.

Asimismo, el 1 de diciembre de 2023, la situación de control y grupo empresarial cambió con la venta del 100% de las acciones ordinarias y en circulación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.; esta actualización se encuentra en trámite ante el registro mercantil.

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 2023:



**Tipo de participación directa**

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

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

**Tipo de participación indirecta**

<b>Compañía</b>	<b>% Participación económica</b>
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%
Jaguito Solar 10MW S.A.	100,00%
PH Don Pedro S.A.	99,46%
PH Rio Volcán S.A.	99,15%
Progreso Solar 20MW S.A.	100,00%
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**

• **Ente económico 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. El grupo 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, el grupo Inversora Codensa Ltda. que se halla disuelta y sin liquidarse, se reconstituye para continuar su objeto social en el grupo 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.

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene por objeto principal la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicione y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas; así como; ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general.

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

## **Costa Rica**

### • **Ente económico 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 2023, 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. Río Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.

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

El 15 de junio del 2023, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó un aporte adicional de capital a la sociedad Enel Costa Rica CAM, 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.

### • **Ente económico P.H. Chucás S.A.**

P.H. Chucás 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. La sociedad se constituyó el 10 de abril de 2008, y su plazo social vence el 10 de abril del 2108. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Tres ante el Notario Edgar Odio Rohrmoser, el 10 de abril de 2008, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 16 de abril de 2008 al tomo 575, folio 50651, asiento 1, con la cédula de persona jurídica 3-101-528730.

Tiene un capital social de 100.000 colones representado por 100.000 acciones, de las cuales 65.000 son acciones comunes y nominativas de 1.00 colón cada una y 35.000 acciones preferidas y nominativas de 1.00 colón cada una. La composición accionaria de P.H. Chucás S.A., a corte 31 de diciembre de 2023, pertenece a Enel Costa Rica CAM S.A., y a Inversiones Eólicas La Esperanza.

# Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

**Objeto Social:** Tiene como objeto, la generación y comercialización de energía eléctrica, plantas de generación y proyectar, construir, mantener, explotar comercialmente centrales generadoras de electricidad.

Por medio de la sociedad P.H. Chucás S.A. se opera el Proyecto Hidroeléctrico Chucás, de 50 Mw, ubicado en los cantones de Atenas y Mora. El Proyecto Hidroeléctrico Chucás inició sus operaciones el 9 de diciembre de 2016, y fue construido bajo un esquema Build-Operate-Transfer (BOT), según las condiciones pactadas contractualmente con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y en apego a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela No. 7200.

### Panamá

#### • Ente económico 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 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.) está conformado por siete (7) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y seis (6) plantas de generación fotovoltaicas, una (1) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentra en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2023.

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	49.944.830	99,9667%
Enel Américas S.A.	32.197	0,0333 %
<b>Total</b>	<b>49.977.027</b>	<b>100%</b>

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renewable S.R.L.
- Jaguito Solar 10MW S.A.
- Progreso Solar 20MW S.A.
- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.

#### • Ente económico 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 del grupo. 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.

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

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

El grupo 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 del grupo se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 de diciembre de 2023, el grupo tiene un total de 61 empleados permanentes.

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

• **Ente económico 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.

Que el día 26 de noviembre de 2019, quedó debidamente registrada la Escritura No. 15,608 del 25 de noviembre de 2019, por la cual se protocoliza el Convenio de Fusión por Absorción celebrado el 22 de noviembre de 2019, entre Llano Sanchez Solar Power Tres S.R.L., Llano Sánchez Solar Power Cuatro S.R.L., Sol Real Istmo S.R.L., Generadora Solar Caldera S.R.L., Generadora Estrella Solar S.R.L., como sociedades absorbidas y Generadora Fotovoltaica Chiriquí S.R.L. como sociedad absorbente y/o subsistente, en dicha fusión.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

De igual forma y en el mismo acto jurídico/documento, quedó registrado el cambio de nombre de Generadora Fotovoltaica Chiriquí, S.R.L., a Enel Solar S.R.L., continuando su existencia corporativa sujeta a las disposiciones de la Ley 4 de 2009 y a las demás regulaciones aplicables de la República de Panamá.

El día 27 de agosto de 2022 la Escritura pública No. 18, 634 del 18 de agosto de 2022, quedó debidamente inscrita en Registro Público de Panamá, Sección Mercantil, por la cual se modificó el nombre de sociedad y en adelante se denomina Enel Renovable S.R.L., continuando su existencia corporativa sujeta a las disposiciones de la Ley 4 de 2009 y a las demás regulaciones aplicables de la República de Panamá.

La actividad comercial de Enel Renovable S.R.L., es la operación de siete (7) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar y Sol Real). La capacidad total instalada es de 61.66 MW.

El 16 de febrero de 2023 quedó debidamente inscrito el convenio de fusión suscrito entre las sociedades Generadora Solar Tolé S.R.L. Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. y Enel Renovable S.R.L. subsistiendo esta última como entidad absorbente.

El 27 de diciembre de 2023, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura no. 28,728 del 19 de diciembre de 2023, contentiva del convenio de fusión por absorción entre las sociedades Enel Renovable S.R.L. (sociedad absorbente) y Llano Sánchez Solar Power One, S.R.L. (sociedad absorbida).

#### Guatemala

##### • Ente económico 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 Ibagüen, 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 2023 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%
<b>Total</b>	<b>67.208.000</b>	<b>100%</b>

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

##### • Ente Económico Generadora de Occidente Ltda.

Generadora de Occidente Ltda. es una sociedad mercantil de responsabilidad limitada 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 Ltda. fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 27 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibagüen, 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 Ltda. a corte de 31 de diciembre de 2023 es:

Socios	Capital	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	16.099.380	99.0000%
Enel Guatemala S.A.	162.620	1.0000%
<b>Total</b>	<b>16.262.000</b>	<b>100%</b>

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

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

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

• **Ente económico Tecnoquat S.A.**

Tecnoquat 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.

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

La composición accionaria de Tecnoquat S.A. a corte de 31 de diciembre de 2023 es:

<b>Accionistas</b>	<b>No. de Acciones</b>	<b>% de Participación</b>
Enel Colombia S.A. E.S.P.	23.211.000	75.0000 %
Inversiones J.B. Ltda.	7.737.000	25.0000 %
<b>Total</b>	<b>30.948.000</b>	<b>100%</b>

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

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

• **Ente económico 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 2023 es:

<b>Accionistas</b>	<b>No. de Acciones</b>	<b>% de Participación</b>
Enel Colombia S.A. E.S.P.	3.819.950	99.9987%
Enel Guatemala S.A.	50	0.0013%
<b>Total</b>	<b>3.820.000</b>	<b>100%</b>

**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.

• **Ente económico Renovables de Guatemala S.A.**

Renovables de Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. El grupo 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.

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

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 31 de diciembre de 2023 es:

<b>Accionistas</b>	<b>No. de Acciones</b>	<b>% de Participación</b>
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.924.465.500	99.9999%
Enel Guatemala S. A.	100	0.0001%
<b>Total</b>	<b>1.924.465.600</b>	<b>100%</b>

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

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

• **Ente económico Transmisora de Energía Renovable S.A.**

Transmisora de Energía Renovable S.A. (Transnova) es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. El Grupo 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.

Transmisora de Energía Renovable S.A., fue constituida mediante escritura pública No. 1 autorizada el 29 de enero de 2010 por la Notaria Kristine Margarita Klanderud González, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 86184, folio 854, libro 179 de Sociedades con fecha 1 de marzo de 2010.

La totalidad de las acciones que tenía el Grupo sobre Transmisora de Energía Renovable S.A. se vendieron en octubre de 2023.

**1.1.1. Capacidad Instalada**

El Grupo cuenta con 21 centrales que se describen a continuación:

**Colombia.**

Cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 1 parque solar, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Cesar:

<b>Central</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad Declarada [MW]</b>
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
El Paso*	Solar	86

\*El Paso Solar. Valor en DC. La capacidad declarada por E&CM ante XM para efectos de liquidaciones corresponde a 67 MWac. Pendiente COD (entrada en operación comercial).

Nota: Actualmente en construcción/pruebas los proyectos solares La Loma, El Paso Ext, Guayepo y Fundación, se encuentra pendiente la entrada de operación comercial.

**Centroamérica.**

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Fortuna	Hidráulica	300	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
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucas	Hidráulica	50	Costa Rica
Rio Volcán	Hidráulica	17	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	14	Costa Rica

Nota: Actualmente en pruebas los proyectos solares Madre Vieja y Baco en Panamá. Pendiente COD. (entrada en operación comercial).

**1.2. Comercialización de Gas**

Las ventas realizadas entre enero y diciembre de 2023 fueron de 74,4 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá, aportando a la generación de energía eléctrica con gas natural.

Para el 2023 el Grupo 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 y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde el 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación que será cuando se surtan todos los trámites para la constitución de una compañía de financiamiento "NewCo" y se transfiera la cartera a la nueva compañía; como se establece en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatria S.A. y otros accionistas, la constitución de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento. El grupo 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% Scotiabank Colpatria S.A.).

Se ha firmado 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 sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación del Grupo constituida.

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. Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA 2 S.p.A. realizada el 01 de marzo de 2022**

El 28 de julio de 2021 se celebró el compromiso de fusión mediante el cual la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. absorbe a las sociedades Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA2 S.p.A. (en adelante las sociedades absorbidas), el cual fue aprobado por las respectivas Asambleas Generales de Accionistas de cada una de las sociedades. Lo anterior con el fin de celebrar un nuevo acuerdo entre socios construido sobre la base de los siguientes objetivos: (i) Aumentar el beneficio de las Sociedades mediante la combinación de los activos de cada una de ellas. (ii) crear una sociedad más robusta que permita afrontar con mayor eficiencia y fortaleza la competencia en el sector de energía y de energías renovables no convencionales (iii) Tener una estructura societaria más clara y simple, a través de la cual los accionistas de las Sociedades Absorbidas serán accionistas directos de la Sociedad Absorbente como sociedad operativa, lo que a su vez podría generar eficiencias en costos y gastos administrativos, y un eventual fortalecimiento del negocio. Basados en las consideraciones expuestas se establecieron los siguientes acuerdos pactados en el compromiso de fusión:

- Que la Sociedad Absorbente y las Sociedades Absorbidas realizaron entre ellas un proceso de fusión, en virtud del cual la primera absorbió a las demás, las cuales se disolvieron sin liquidarse, pasando la totalidad de los activos y pasivos que integran sus patrimonios en bloque y sin solución de continuidad a la Sociedad Absorbente.
- Para efectos fiscales, la fusión no se considera como una enajenación entre las Compañías o sus accionistas y por tanto se entenderá como no gravada.

El 1 de octubre de 2021, se radicó ante la Superintendencia de Sociedades de Colombia la solicitud de autorización de la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P., (como sociedad absorbente) y las sociedades absorbidas. “Una vez fue aprobada la fusión y perfeccionada la misma mediante escritura pública, las sociedades absorbidas se disolverán sin liquidarse y la sociedad absorberá sus bienes, derechos y obligaciones de conformidad con el Artículo 178 del Código de Comercio.”

La operación anotada se realizó luego de haberse dado cumplimiento a la totalidad de los requisitos legalmente establecidos destacándose entre ellos: i) la aprobación por parte de las Asambleas de Accionistas de las compañías inmersas dentro del proceso y ii) la autorización de la fusión impartida por la Superintendencia de Sociedades mediante Resolución No. 325-002477 del 28 de febrero de 2022.

El 1 de marzo de 2022, mediante Escritura Pública No. 562 de la Notaría Once del Círculo de Bogotá, inscrita ante la Cámara de Comercio de Bogotá en la misma fecha, se perfeccionó la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P. (quien a su vez cambió su razón social por Enel Colombia S.A. E.S.P.) y las sociedades absorbidas.

Respecto a las sociedades absorbidas, es pertinente mencionar que Codensa S.A. E.S.P. era una sociedad anónima de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. Codensa S.A. E.S.P. fue constituida mediante escritura pública No. 4610 de la Notaría 36 de Bogotá D.C. el 23 de octubre de 1997 y registrada ante la Cámara de Comercio en la misma fecha, mediante el No. 00607668, con aportes de los activos de distribución y comercialización del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,32% de las acciones y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,48% de las acciones.

Enel Green Power S.A.S. E.S.P. era una sociedad por acciones simplificada de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. La sociedad absorbida Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. fue constituida mediante documento privado de Accionista Único del 8 de febrero de 2012, inscrito ante la Cámara de Comercio

el 14 de febrero de 2012 bajo el número 01607153 del libro IX, matrícula mercantil No. 02181926 como Enel Green Power Colombia S.A.S. y mediante Acta No. 22 del 3 de octubre de 2017 de Accionista Único, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 22 de diciembre de 2017, con el No. 02287692 del Libro IX, el grupo cambió su denominación o razón social a Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

La sociedad absorbida Essa2 S.p.A. era una sociedad por acciones, constituida y existente de conformidad con las leyes de Chile, constituida mediante escritura pública del 2 de febrero de 2021, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 12556 N° 5835 del 2021, y registrada bajo el Rol Único Tributario (RUT) 77.333.234-7.

**Sociedades absorbidas por efecto de la fusión de Essa2 S.p.A.:**

Enel Costa Rica CAM S.A. (antes Enel Green Power Costa Rica S.A.) es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, Escazú San Rafael, 200 metros al sur del Parqueo de Cinemark, Centro Comercial Multiplaza, Edificio Terraforte, Primer Piso, Local Uno Enel. 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.

Enel Costa Rica CAM S.A 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.
- Energía Global Operaciones S.R.L.

Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá 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., (antes Enel Green Power Panamá 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 Essa2 S.p.A. (el día 1 de marzo de 2022, el nuevo socio es 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 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformada por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas; tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2022.

Enel Panamá CAM S.R.L. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renovable S.R.L. antes (Enel Solar S.R.L.)
- Jaguito Solar 10MW S.A.
- Progreso Solar 20MW S.A.
- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.
- Llano Sanchez Solar Power One S.R.L.
- Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.
- Generadora Solar Tolé S.R.L.

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

Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala 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 Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, 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 Ibagüen, 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.

Enel Guatemala S.A. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Transmisora de Energía Renovable S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.
- Generadora Montecristo S.A.
- Tecnoguat S.A.
- Generadora de Occidente Ltda.

Las entidades involucradas en la fusión son subsidiarias de Enel Américas S.A., por lo anterior, esta operación es una reorganización de entidades bajo control común que se enmarca en la excepción establecida en el literal c del párrafo 2 de la NIIF 3 Combinaciones de negocios, es así, que no se configura como una combinación de negocios. Al respecto, la política de Enel manifiesta que:

“Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor en libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “otras reservas”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

**Activos recibidos, pasivos asumidos y efecto en el patrimonio**

De acuerdo con lo anterior, se reconocen los activos y pasivos al valor en libros.

A continuación, se resumen los montos reconocidos como activos, los pasivos asumidos y el efecto en el patrimonio derivado de la fusión, detallado para cada una de las sociedades absorbidas al 1 de marzo de 2022.

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA2 S.p.A.	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura Enel Colombia
<b>Activos</b>						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	\$ 392.396.667	\$ 200.391.804	\$ 179.221.651	\$ 113.216	\$ -	\$ 772.123.338
Otros activos financieros, neto (a)	10.506.473	6.342.611	7.671.317	97.766	-	24.618.167
Otros activos no financieros, neto (b)	55.243.696	48.322.585	47.182.916	-	-	150.749.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c)	373.349.799	1.109.611.033	14.701.001	11.506	93.333	1.497.766.672
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto (d)	6.658.053	122.556.572	1.143.933.447	-	(25.983.819)	1.247.164.253
Inventarios, neto (e)	94.740.615	237.599.687	-	-	-	332.340.302
Activos mantenidos para la venta	-	2.117.940	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	-	-	19.881	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	3.422.371	-	6.127.624	-	-	9.549.995
<b>Total activos corrientes</b>	<b>936.317.674</b>	<b>1.726.942.232</b>	<b>1.398.857.837</b>	<b>222.488</b>	<b>(25.890.486)</b>	<b>4.036.449.745</b>
Activos no corrientes:						
Otros activos financieros. Neto	481.721	60.164.060	-	-	-	60.645.781
Otros activos no financieros, neto	29.238.730	82.884.242	4.278.219	-	-	116.401.191
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	14.726.492	62.072.741	1.694.355	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias (f)	9.439.165	74.604.258	-	2.609.371.941	1.148.699.667	3.842.115.031
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto (g)	176.462.774	398.199.238	70.299.050	-	-	644.961.062
Propiedades, planta y equipo, neto (h)	8.151.688.098	6.750.569.352	1.495.490.140	-	-	16.397.747.590
Activos por impuestos diferidos	-	18.608.241	10.080.724	-	-	28.688.965
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>8.382.036.980</b>	<b>7.447.102.132</b>	<b>1.581.842.488</b>	<b>2.609.371.941</b>	<b>1.148.699.667</b>	<b>21.169.053.208</b>
<b>Total activos</b>	<b>\$ 9.318.354.654</b>	<b>\$ 9.174.044.364</b>	<b>\$ 2.980.700.325</b>	<b>\$ 2.609.594.429</b>	<b>\$ 1.122.809.181</b>	<b>\$ 25.205.502.953</b>

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

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA2 S.p.A.	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura Enel Colombia
<b>Pasivos y patrimonio</b>						
Pasivos corrientes:						
Pasivos financieros (i)	937.466.853	919.663.058	28.357.057	-	-	1.885.486.968
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j)	220.521.512	962.320.085	121.182.880	-	-	1.304.024.477
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (k)	43.964.397	65.504.931	15.287.743	4.080	(25.983.819)	98.777.332
Provisiones (l)	76.141.979	43.183.626	3.305.290	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	294.378.791	70.962.382	-	-	-	365.341.173
Provisiones por beneficios a los empleados	39.448.983	59.898.525	2.863.730	39.149	-	102.250.387
Otros pasivos no financieros	147.872.298	84.465.271	10.612.560	1.592	-	242.951.721
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>1.759.794.813</b>	<b>2.205.997.878</b>	<b>181.609.260</b>	<b>44.821</b>	<b>(25.983.819)</b>	<b>4.121.462.953</b>
Pasivos no corrientes:						
Pasivos financieros	1.513.801.672	3.261.374.623	47.723.854	-	-	4.822.900.149
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-	2.647.389	2.647.389
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	-	-	-	-
Provisiones	249.309.459	37.506.531	15.091.091	-	-	301.907.081
Provisiones por beneficios a los empleados	75.291.656	249.362.872	-	17.080	-	324.671.608
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	-	-	-	327.645.777
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>2.166.048.564</b>	<b>3.548.244.026</b>	<b>62.814.945</b>	<b>17.080</b>	<b>2.647.389</b>	<b>5.779.772.004</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 3.925.843.377</b>	<b>\$ 5.754.241.904</b>	<b>\$ 244.424.205</b>	<b>\$ 61.901</b>	<b>\$ (23.336.430)</b>	<b>\$ 9.901.234.957</b>
<b>Patrimonio</b>						
Capital emitido (m)	655.222.313	13.487.545	31.263.213	2.473.245.049	(2.517.995.807)	655.222.313
Costos de capital	-	-	(6.508.367)	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión	113.255.816	190.553.196	2.740.274.675	-	(2.930.827.871)	113.255.816
Prima fusión	-	-	-	-	5.448.823.679	5.448.823.679
Reservas (n)	542.975.682	216.405.346	-	-	1.146.052.278	1.905.433.306
Otro resultado integral	(20.861.790)	(29.888.677)	85.506.852	268.764.068	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	148.518.309	(25.300.314)	(85.133)	(123.132.862)	293.486.047
Utilidades retenidas	2.327.803.462	1.394.729.062	(70.537.700)	-	219.139.372	3.871.134.196
Pérdidas retenidas	-	(37.859.235)	(17.578.668)	(132.391.456)	(95.913.177)	(283.742.536)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	1.480.629.747	1.787.707.665	(843.572)	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios	-	(263.850.751)	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	4.101.919.256	3.029.245.050	(114.260.254)	(132.476.589)	93.333	6.884.520.796
<b>Patrimonio total</b>	<b>5.392.511.277</b>	<b>3.419.802.460</b>	<b>2.736.276.119</b>	<b>2.609.532.528</b>	<b>1.146.145.612</b>	<b>15.304.267.996</b>
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora	-	-	-	-	-	15.304.267.996
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>\$ 9.318.354.654</b>	<b>\$ 9.174.044.364</b>	<b>\$ 2.980.700.324</b>	<b>\$ 2.609.594.429</b>	<b>\$ 1.122.809.182</b>	<b>\$ 25.205.502.953</b>

	Balance de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (incluido eliminaciones)	Enel Colombia consolidado (i)	Panamá (ii)	Guatemala (iii)	Costa Rica (iv)	Eliminación inversión Enel Colombia	Tota Balance de apertura Enel Colombia Consolidado
<b>Activos</b>								
Activos corrientes:								
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	\$ 772.123.338	\$ 7.853.937	\$ 779.977.275	\$ 792.973.442	\$ 30.534.589	\$ 24.771.974	-	\$ 1.628.257.280
Otros activos financieros, neto	24.618.167	317.149.966	341.768.133	946.274	-	-	-	342.714.407
Otros activos no financieros, neto	150.749.197	2.791.347	153.540.544	8.416.181	76.982.258	2.123.483	-	241.062.466
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.497.766.672	119.617	1.497.886.289	163.521.017	32.308.447	20.412.660	-	1.714.128.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto	1.247.164.253	(106.149.481)	1.141.014.772	-	333.011.391	3.555.255	-	1.477.581.418
Inventarios, neto	332.340.302	-	332.340.302	5.877.803	19.385.338	1.636.418	-	359.239.861
Activos mantenidos para la venta	2.117.940	-	2.117.940	-	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	19.881	-	19.881	-	-	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	9.549.995	50.390	9.600.385	1.745.155	-	5.066.813	-	16.412.353
<b>Total activos corrientes</b>	<b>4.036.449.745</b>	<b>221.815.776</b>	<b>4.258.265.521</b>	<b>973.479.872</b>	<b>492.222.023</b>	<b>57.566.603</b>	<b>-</b>	<b>5.781.534.019</b>
Activos no corrientes:								
Otros activos financieros. Neto	60.645.781	1.000	60.646.781	48.921.978	90.158.036	425.793.351	-	625.520.146
Otros activos no financieros, neto	116.401.191	7.489.432	123.890.623	-	13.665	157.468	-	124.061.756
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	78.493.588	-	78.493.588	-	-	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias	3.842.115.031	-	3.842.115.031	4.527.369	-	-	(3.736.302.688)	110.339.712
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	644.961.062	62.076.194	707.037.256	117.621.449	56.643.050	196.171.582	-	1.077.473.337
Propiedades, planta y equipo, neto	16.397.747.590	91.497	16.397.839.087	1.723.167.943	1.502.282.012	115.850.849	-	19.739.139.891
Activos por impuestos diferidos	28.688.965	2.175	28.691.140	6.889.099	-	59.602.654	-	95.182.893
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>21.169.053.208</b>	<b>69.660.298</b>	<b>21.238.713.506</b>	<b>1.901.127.838</b>	<b>1.649.096.763</b>	<b>797.575.904</b>	<b>(3.736.302.688)</b>	<b>21.850.211.323</b>
<b>Total activos</b>	<b>\$ 25.205.502.953</b>	<b>\$ 291.476.074</b>	<b>\$ 25.496.979.026</b>	<b>\$ 2.874.607.710</b>	<b>\$ 2.141.318.786</b>	<b>\$ 855.142.507</b>	<b>\$ (3.736.302.688)</b>	<b>\$ 27.631.745.342</b>

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

	Balance de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (incluido eliminaciones)	Enel Colombia consolidado (i)	Panamá (ii)	Guatemala (iii)	Costa Rica (iv)	Eliminación inversión Enel Colombia	Tota Balance de apertura Enel Colombia Consolidado
<b>Pasivos y patrimonio</b>								
<b>Pasivos corrientes:</b>								
Pasivos financieros	1.885.486.968	4.361.649	1.889.848.617	2.206.846	238.261	-	-	1.892.293.724
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.304.024.477	131.574.842	1.435.599.319	95.923.567	27.120.061	14.146.588	-	1.572.789.535
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	98.777.332	717	98.778.049	211.941.336	2.405.315	184.238.092	-	497.362.792
Provisiones	122.630.895	-	122.630.895	-	-	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	365.341.173	1.197.684	366.538.857	59.862.672	617.633	396.329	-	427.415.491
Provisiones por beneficios a los empleados	102.250.387	46.056	102.296.443	576.507	826.690	204.375	-	103.904.015
Otros pasivos no financieros	242.951.721	139.843	243.091.564	80.126	1.261.745	116.763	-	244.550.198
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>4.121.462.953</b>	<b>137.320.791</b>	<b>4.258.783.744</b>	<b>370.591.054</b>	<b>32.469.705</b>	<b>199.102.147</b>	-	<b>4.860.946.650</b>
<b>Pasivos no corrientes:</b>								
Pasivos financieros	4.822.900.149	50.200.911	4.873.101.060	20.814.801	22.014.651	32	-	4.915.930.544
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.647.389	-	2.647.389	-	-	-	(2.647.389)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	-	131.779.073	27.159.446	209.896.399	-	368.834.918
Provisiones	301.907.081	1.753.361	303.660.442	29.257.136	-	-	-	332.917.578
Provisiones por beneficios a los empleados	324.671.608	-	324.671.608	1.291.254	-	-	-	325.962.862
Otros pasivos no financieros	-	14.494.843	14.494.843	-	-	-	-	14.494.843
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	327.645.777	131.323.923	-	87.983.345	-	546.953.045
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>5.779.772.004</b>	<b>66.449.115</b>	<b>5.846.221.119</b>	<b>314.466.187</b>	<b>49.174.097</b>	<b>297.879.776</b>	<b>(2.647.389)</b>	<b>6.505.093.790</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 9.901.234.957</b>	<b>\$ 203.769.906</b>	<b>\$ 10.105.004.863</b>	<b>\$ 685.057.241</b>	<b>\$ 81.643.802</b>	<b>\$ 496.981.923</b>	<b>\$ (2.647.389)</b>	<b>\$ 11.366.040.440</b>
<b>Patrimonio</b>								
Capital emitido	655.222.313	(12.680.727)	642.541.586	937.320.591	1.100.550.552	703.156.329	(2.728.346.745)	655.222.313
Costos de capital	(6.508.367)	-	(6.508.367)	-	-	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión	113.255.816	72.453.232	185.709.048	-	-	-	(72.453.232)	113.255.816
Prima fusión	5.448.823.679	-	5.448.823.679	-	-	-	-	5.448.823.679
Reservas	1.905.433.306	38.230	1.905.471.536	178.570.769	70.127.215	278	(248.736.492)	1.905.433.306
Otro resultado integral	303.520.453	-	303.520.453	-	-	-	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	-	293.486.047	-	-	-	-	293.486.047
Utilidades retenidas	3.871.134.196	28.899.909	3.900.034.104	1.073.659.109	888.997.217	(344.996.023)	(1.646.560.212)	3.871.134.196
Pérdidas retenidas	(283.742.536)	(1.004.476)	(284.747.012)	-	-	-	1.004.476	(283.742.536)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	3.267.493.840	-	3.267.493.840	-	-	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios	(263.850.751)	-	(263.850.751)	-	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	6.884.520.796	27.895.433	6.912.416.229	1.073.659.109	888.997.217	(344.996.023)	(1.645.555.736)	6.884.520.796
<b>Patrimonio total</b>	<b>15.304.267.996</b>	<b>87.706.168</b>	<b>15.391.974.164</b>	<b>2.189.550.469</b>	<b>2.059.674.984</b>	<b>358.160.584</b>	<b>(4.695.092.205)</b>	<b>15.304.267.996</b>
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora	15.304.267.996	-	15.391.973.241	1.271.645.724	2.042.634.042	356.947.803	(4.695.092.205)	15.304.267.996
Participaciones no controladoras	-	-	923	917.904.745	17.040.942	1.212.781	961.436.906	961.436.906
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>\$ 25.205.502.953</b>	<b>\$ 291.476.074</b>	<b>\$ 25.496.979.027</b>	<b>\$ 2.874.607.710</b>	<b>\$ 2.141.318.786</b>	<b>\$ 855.142.507</b>	<b>\$ (3.736.302.688)</b>	<b>\$ 27.631.745.342</b>

- (a) Los otros activos financieros corresponden principalmente a: (i) instrumentos derivados de cobertura proyecto COSENIT, fideicomisos de los proyectos FAER y ZOMAC, embargos y aporte a capital de la sociedad Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento, Instrumentos derivados de cobertura para obras en curso, certificados de depósito y garantías para contrato de arrendamiento; (ii) cuenta por cobrar en DPT por concepto de intereses y fondo de cesantías.
- (b) Los otros activos no financieros corresponden principalmente a: (i) anticipos a XM para transacciones en bolsa y transacciones internacionales de energía, anticipos para compra de bienes y servicios de otros acreedores, gastos pagados por anticipado por concepto de contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos, descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFR, beneficios a empleados por préstamos, depósito en garantía a XM para respaldo de transacciones de energía y descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por pólizas de seguros.
- (c) Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a: (i) cartera de clientes del mercado regulado, cartera de alumbrado público, cartera de infraestructura, trabajos a particulares y cartera de esquemas regulatorios, cartera por venta de energía y acuerdos tripartitos por cobrar a proveedores y saldos a favor por retenciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por cuentas por cobrar a clientes por ventas de energía, facturas por emitir, otras cuentas por cobrar y anticipos otorgados a colaboradores.
- (d) Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuenta por cobrar por el pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II, cuenta por cobrar de acciones suscritas y prima en colocación de acciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para construcción de plantas solares en Centro América. Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.

- (e) Los inventarios corresponden a: (i) materiales eléctricos y accesorios de energía, materiales no eléctricos y transformadores; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por materiales, repuestos y accesorios eléctricos.
- (f) Las inversiones en subsidiarias corresponden principalmente a: (i) inversiones en Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes Inversora Codensa S.A.S.), inversiones en las sociedades centro americanas (Panamá, Costa Rica y Guatemala) y el ajuste a método de participación patrimonial (ver nota 12 numerales 1, 2 y 3). En las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestas por la plusvalía reconocida por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power S.p.A., en el pasado y originadas en Enel Solar S.R.L., Enel Panamá CAM, S.A., (antes Enel Green Power Panamá S.A.), Jaguito Solar 10MW S.A., y Progreso Solar 20 MW S.A.
- (g) Los activos intangibles distintos de la plusvalía corresponden principalmente a: (i) derechos y servidumbres y programas informáticos, costos de desarrollo asociados a los proyectos de energías solares y eólicas. (ii) contrato de concesión para generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí; (iii) costos incrementales de obtener un contrato y (iv) contrato de PPA para la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031.
- (h) Las propiedades, planta y equipos corresponden principalmente a: subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución y edificios, terrenos y otras instalaciones, plantas solares y fotovoltaicas y edificios de control; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestas por plantas de energía, líneas y redes de distribución, adquisición de terrenos, edificaciones y otras instalaciones.
- (i) Los pasivos financieros corresponden principalmente a: colocación de bonos a corto y largo plazo, préstamos bancarios, garantías bancarias para cumplimiento de obligaciones y arrendamientos financieros, derivados con cobertura de flujos de efectivo con valoración pasiva y arrendamientos financieros bajo NIIF 16; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por arrendamientos financieros de terrenos, edificios y vehículos reconocidos bajo NIIF 16.
- (j) Las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corresponden principalmente a: cuentas por pagar a proveedores por compras de energía, cuentas por pagar por bienes y servicios, recaudo a favor de terceros y saldos a favor de clientes, cuentas por pagar por bienes y servicios relacionados con los proyectos en construcción; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por el estimado de compras de energía, depósitos en garantía recibido de clientes de energía, reserva para prestaciones laborales y reservas de gastos operativos.
- (k) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuentas por pagar por servicios informáticos, garantías bancarias, otros servicios y servicios de personal, en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para financiación de construcción de plantas solares.  
Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (l) Las provisiones por beneficios a los empleados corresponden principalmente a: prestaciones sociales y aportes de ley, cálculo actuarial de las pensiones y beneficios post empleo, beneficios por productividad y beneficios de empleados personal expatriado e impatriado. En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.
- (m) En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.
- (n) Las reservas de la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas se mantienen y se adiciona el ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.  
El efecto patrimonial por combinación de negocios es el resultado de la fusión efectuada en 2016 entre Codensa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Para la consolidación de las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica se efectuó la eliminación de la inversión en Enel Colombia S.A. E.S.P. y la participación no controladora respectiva.

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

El siguiente es el resumen del efecto de los estados financieros de las sociedades absorbidas en la fusión:

	Emgesa S.A. E.S.P.	Estados financieros recibidos de la fusión:	Ajustes y/o eliminaciones	Efecto de la fusión	Balance de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (con eliminaciones)	Colombia	Panamá	Guatemala	Costa Rica	Eliminación inversión Enel Colombia	Efecto de la fusión Colombia consolidado
Activos	\$ 9.318.354.654	\$ 14.764.339.117	\$ 1.122.809.182	\$ 15.887.148.299	\$ 25.205.502.953	\$ 291.476.073	25.496.979.026	2.874.607.710	2.141.318.786	855.142.507	(3.736.302.688)	31.368.048.029
Pasivos	3.925.843.377	5.998.728.010	(23.336.430)	5.975.391.580	9.901.234.957	203.769.906	10.105.004.863	685.057.241	81.643.802	496.981.923	(2.647.389)	11.368.687.829
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	923	917.904.745	17.040.942	1.212.781	961.436.906	4.695.092.205
<b>Efecto de la fusión en el patrimonio, neto</b>	<b>\$ 5.392.511.277</b>	<b>\$ 8.765.611.107</b>	<b>\$ 1.146.145.612</b>	<b>\$ 9.911.756.719</b>	<b>\$ 15.304.267.996</b>	<b>\$ 87.706.167</b>	<b>\$ 15.391.973.240</b>	<b>\$ 1.271.645.724</b>	<b>\$ 2.042.634.042</b>	<b>\$ 356.947.803</b>	<b>\$ (4.695.092.205)</b>	<b>\$ 15.304.267.995</b>

Se presenta un efecto en conversión, asociado a la tasa histórica (1 de marzo 2022 fecha en la que se aprueba la fusión), en la que se convierte el patrimonio de las filiales extranjeras a moneda local y la tasa de cierre/media en la que se convierten el Estado de Situación Financiera Consolidado y el Estado de Resultados de las filiales extranjeras.

## 1.5. Marco legal y regulatorio

### Estrategia y Gestión Regulatoria

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

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

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

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

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

### Energía Eléctrica

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

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

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

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

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

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

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia 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 partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021, se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas que se encuentran debidamente aprobadas por el regulador. En el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia S.A. E.S.P., el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

En diciembre de 2021, la CREG expidió la resolución 215 de 2021 por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la resolución CREG 016 de 2018, la cual es de 12,09% a partir del año 2022.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir en las tarifas las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada. En el mismo mes la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los períodos 2023-2024, y 2024-2025.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI. La resolución publicada tiene carácter definitivo y mantiene la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, propone de la constitución del Gestor de Datos-GIDI, indica que el OR debe presentar un plan de implementación



de AMI basado en un análisis del beneficio-costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores, y plantea las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuarios. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

En marzo de 2022, el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, “Política de Transición Energética”, cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social. A nivel local, la Alcaldía Mayor de Bogotá publicó el CONPES 30, “Política Pública de Movilidad Motorizada de Cero y Bajas Emisiones 2023-2040”, y en septiembre del mismo año el CONPES 31, “Política Pública de Acción Climática 2023-2050”, ambos con orientaciones tendientes a impulsar políticas de transición energética en la ciudad.

En abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la hoja de ruta se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km<sup>2</sup> de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y La Guajira, a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 billones de inversiones requeridas. En agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía definió un proceso competitivo para el otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre áreas marítimas con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera y se convocó a la primera ronda, y en octubre del 2023 el Ministerio puso en consideración modificaciones a este proceso competitivo.

En agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa. Adicionalmente, mediante la Resolución 101 018 de 2022, la CREG creó el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

El mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigor de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Mediante la Resolución 101-025 de 2022, la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60%). Por otro lado, la Resolución CREG 101 020 de 2023 también modificó la Resolución CREG 075 de 2021 considerando para aquellos proyectos que una vez alcanzada la FPO no han superado el 60% de avance, la posibilidad de perder la capacidad de transporte asignada previamente.

Merece también la pena mencionar a la Resolución CREG 143 de 2021, publicada en el mes de agosto de 2022. Esta resolución, si bien al cierre de 2022 era una propuesta normativa, reviste importancia, dado que, a través de esta, la Comisión establece las bases para la próxima modernización del Mercado de Energía Mayorista.

En agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de Respuesta de la Demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los sistemas de Almacenamiento y la autogeneración.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las tarifas de energía que pagan los usuarios en el país, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) optimizar los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales y los

generadores renegocien los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista, y a los transmisores y los operadores de red.

En octubre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

En diciembre de 2022, a través de la Resolución CREG 101 032 de 2022, la CREG estableció los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los sistemas de distribución local.

En diciembre de 2022, La Comisión publicó la Resolución CREG 101 035 de 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Asimismo, amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023.

En diciembre de 2022, mediante la Circular 123 de 2022, la CREG publicó la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes, ii) Revisión precio de bolsa, iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades), iv) Armonización regulatoria interconexión Colombia-Panamá, Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación; y en Transversales: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Destacamos además la expedición definitiva de la medición inteligente AMI, las bases para la metodología de la actividad de distribución y la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante 2023, de los cuales se destacan i) Declaratoria de proyecto urgente en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR), ii) Determinación de las áreas de influencia de los operadores de red (OR, exclusivamente para lo relacionado con la vinculación de usuarios aislados a su mercado y criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR, y iii) tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN.

En diciembre del 2022 se expidió la reforma tributaria mediante la Ley 2277 de 2022, generando una sobretasa a las hidroeléctricas de 3 p.p. para los años 2023 a 2026.

En febrero de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 005 de 2023, por la cual amplió el período de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por cuatro (4) meses y hasta un 20%, reconociendo los intereses respectivos.

En el mismo mes, mediante la Resolución 101 034A de 2022, la CREG fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, y convocó a los representantes de plantas o unidades de generación a participar en la subasta de asignación de OEF.

En marzo de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4-0234 de 2023, por la cual delega funciones a la ANH para adelantar los procesos de investigación que contribuirán a la continuidad del diseño de la política que permita el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía y por tanto en el diseño de la política de transformación energética.

Igualmente, en marzo de 2023, mediante Resoluciones No 101-006/23 y No 101-007/23, la CREG emitió en firme el marco normativo que tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas, así como los requisitos de reporte de información de estas plantas.

En marzo de 2023, la CREG mediante la Resolución No 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con el fin de dar cumplimiento a la obligación de que entre el 8 y el 10% de las compras de energía de los agentes comercializadores provengan de FNCER.

En marzo de 2023, la CREG publicó el laudo 501 001 de 2023, respecto de un conflicto entre Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P.-CHEC- e Ingenio Risaralda sobre la manera en la que se debe interpretar el contrato de conexión a la red eléctrica, referente al cobro de transporte de energía. Al respecto, cuando el autogenerador/cogenerador cuente con un equipo o dispositivo que controle los niveles de tensión o voltaje y la empresa de energía operadora de la red eléctrica no le haya señalado cómo se debe configurar el dispositivo, se dará por entendido que hubo una coordinación entre la empresa y el usuario autogenerador y aplicará la exención de pago por energía reactiva.

En abril de 2023, la Comisión de Regulación de Comunicaciones – CRC a través de la Resolución 7120 de 2023 publicó de manera definitiva la nueva reglamentación de compartición de infraestructura eléctrica y de otros sectores para ser utilizadas en la instalación y ampliación de las redes de telecomunicaciones.

En mayo de 2023 la CREG expidió la Resolución 101 014 de 2023, a través de la cual se amplían los plazos para las actividades pendientes en el proceso de subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034A de 2022. En el mes de agosto, nuevamente amplió el plazo de las actividades pendientes mediante la Resolución CREG 101 021, con el fin de realizar el proceso de asignación administrada de OEF a plantas existentes para los períodos 2025 – 2026 y 2026 – 2027 previo a la realización de la subasta.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, para ampliar el periodo de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. Esta resolución crea un tercer tramo, que corresponde a los meses de mayo a agosto de 2023, para que los agentes comercializadores que atiendan la demanda regulada puedan diferir por 18 meses, a partir de septiembre de 2023, el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC, frente a los agentes generadores, transportadores y distribuidores. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales. En septiembre de 2023, mediante Resolución CREG 101 023 de 2023, se extendió nuevamente el diferimiento, por los mismos cuatro (4) meses, creando el tramo 4 que comprende los meses de septiembre a diciembre de 2023.

En mayo de 2023 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 101 016 de 2023, cuyo objetivo es adoptar medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista (MEM).

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

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el decreto 0929, por el cual se modifica y adiciona el decreto 1073 de 2015 único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio de energía eléctrica; en este decreto, el ministerio define políticas para que tanto la CREG como el consejo nacional de operación reglamenten temas relacionados con: promoción de la participación ciudadana, el prestador de última instancia – PUI, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen FNCER, exoneración del cobro de energía reactiva a los autogeneradores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

Igualmente, en junio la CREG anunció la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del coordinador regional que regirán el funcionamiento del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que comprende transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú. Dichas transacciones se extenderían en un futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

En el mismo mes, la CREG expidió la resolución 101 017 de 2023, que tiene como propósito modificar el cronograma de asignación de transporte del año 2023, con el fin de dar un plazo adicional al responsable de la asignación de capacidad de transporte para terminar las tareas en ejecución, revisar y ajustar, en caso de ser necesario, las situaciones señaladas sobre el procedimiento y preparar las actividades requeridas para el siguiente proceso de asignación de capacidad.

En julio del 2023, la CREG expidió la Resolución 101 018 de 2023, en la que define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía.

En agosto de 2023, el MME expidió para comentarios los documentos de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa (TEJ) que incluyen los resultados de diálogos nacionales realizados entre septiembre de 2022 y abril de 2023, un diagnóstico base para la TEJ, escenarios nacionales y recomendaciones para la política pública habilitante, y potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos finales.

En agosto de 2023, el gobierno nacional emitió el Decreto 1276 de 2023, en el marco de emergencia económica, social y ecológica en el departamento de La Guajira. La norma establece que las transferencias por la generación de energía, que inicialmente estaban establecidos para los municipios y distritos de la zona de influencia de los proyectos, podrán ser destinados a otros municipios y distritos del departamento de La Guajira; establece una destinación específica para estas transferencias para proyectos relacionados con la Transición Energética; autoriza a la CREG la creación de un régimen tarifario especial y diferencial de carácter transitorio para el departamento de la Guajira; y establece una contribución de 1.000 COP por factura que deberán pagar todos los usuarios de los estratos 4, 5 y 6 y de 5.000 COP para los usuarios industriales y comerciales.

En septiembre de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 024 de 2023, mediante la cual amplió el ámbito de aplicación y la vigencia del precio de referencia transitorio para el cálculo de garantías que cubren las transacciones del mercado de energía mayorista, establecido en la Resolución 101 016 de 2023, extendiéndolo hasta el 30 de abril de 2024.

A nivel de las reformas que el gobierno nacional ha planteado para distintos sectores, se está estructurando un proyecto de ley para reformar el sector de servicios públicos a través de cambios a las Leyes 142 y 143 de 1994. Según manifestaciones del gobierno, el propósito de la reforma es poner al usuario, en lugar de las empresas, en el centro del sistema, con foco en el servicio público de energía eléctrica y reducción de tarifas. Desde septiembre, a nivel nacional se están realizando "Audiencias de usuarios de energía y servicios públicos", diseñadas para identificar falencias de las leyes 142 y 143, e idear propuestas ciudadanas para que sean incorporadas en la reforma. Se prevé que el proyecto sea radicado en el Congreso de la República durante el primer semestre del 2024.

En el marco de la revisión de constitucionalidad que se desarrolló sobre el Decreto Legislativo 1085 de 2023, que declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica del Departamento de la Guajira, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-383/23, declaró inexecutable el mencionado Decreto, concediendo solo efectos diferidos por un año a dicha decisión, respecto de la amenaza de agravamiento de la crisis humanitaria por la menor disponibilidad de agua. De la misma forma, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-463/23 declaró la inexecutable por consecuencia del decreto legislativo 1276 de 2023, que preveía medidas para la transición energética en el departamento de la Guajira.

Dentro del paquete de medidas que ha tomado el Gobierno Nacional para mitigar los impactos de la crisis tarifaria en los flujos de caja de las empresas comercializadoras de energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitió los Decretos 1637 y 1638 de 2023, creando dos líneas de crédito a cargo de Findeter para apoyar las necesidades de liquidez del sector eléctrico.

En octubre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía expidió en firme la Resolución 40611 de 2023, en la que suspendió los programas de limitación de suministro a los distribuidores y comercializadores que atienden usuarios finales y tengan saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria superiores al promedio mensual de pagos al ASIC y LAC de los últimos doce meses, sujeto a la radicación una solicitud de crédito ante Findeter. Las medidas estuvieron vigentes por un mes, prorrogables por un mes adicional, pero dejarán de aplicarse a los agentes cuando reciban los desembolsos o les sea negado el acceso a las líneas de crédito creadas mediante los decretos 1637 y 1638 de 2023.

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía igualmente expidió la Resolución 40619, a través de la cual definió que durante el Fenómeno El Niño únicamente se exportará energía generada por plantas térmicas que operen con combustibles líquidos, que no se requieran en el despacho para cubrir la demanda doméstica. La medida estará vigente hasta el 30 de abril de 2024 y podrán ser derogada o prorrogada según la evolución del abastecimiento hidroeléctrico. Posteriormente esta resolución fue modificada por la Resolución 40718 de 2023, permitiendo que las exportaciones se puedan hacer por parte de todas las plantas térmicas que no entren en el despacho central, sin importar el combustible que utilizan para generar.

En octubre, también la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 105-003 de 2023 publicó en firme el Reglamento Interno de la Comisión, después de discutir una propuesta de reglamento, la cual fue puesta a consideración de los agentes mediante la Resolución CREG 705-003 de 2023. Destacamos los siguientes aspectos: (i) El número de miembros de la Comisión se reduce de 8 a 6 miembros, reelegibles una vez, (ii) se aprobará un calendario anual de Sesiones CREG, (iii) El quorum de la Comisión se reduce de 7 a 5 miembros para sesionar, de este deben votar 4 expertos, (iv) el quorum del comité expertos se reduce de 5 a 4, uno de ellos debe ser el Director Ejecutivo, (v) sobre las decisiones de la Comisión, El MME podrá hacer correcciones de forma o solicitudes de aclaración, antes de firmar.

En noviembre de 2023, dando cumplimiento al mandato establecido en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) publicó la resolución CRC 7242 de 2023 por medio de la cual estableció un valor tope para el aumento anual de las tarifas que los operadores de telecomunicaciones pagan por usar la infraestructura de las empresas de energía eléctrica y de telecomunicaciones en zonas de difícil acceso y con poblaciones en situación de vulnerabilidad.

En noviembre de 2023, a través de la Resolución CREG 105 004 de 2023 designó al experto comisionado de la comisión, para que ejerza las funciones de Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por el término de un año.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 101-025 de 2023, mediante la cual estableció la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027. Esta medida deja entonces despejado el panorama de señales regulatorias para el esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC) hasta el periodo 2027-2028 inclusive, considerando la convocatoria a subastas de CxC en el marco de la Resolución CREG 101-024/2022.

También en noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-027 de 2023. A través de este acto administrativo, la CREG modificó el procedimiento para definir la senda de referencia del embalse, tal procedimiento fue definido como parte del "Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía" (R-CREG 026 de 2014). La Comisión motivó esta modificación en que observó que los precios en el mercado no reaccionan ante la confirmación o expectativa real de una condición crítica para el sistema y que, como consecuencia, no se racionaliza el uso de los recursos energéticos o incluso no se pueden utilizar los esquemas de aseguramiento del Cargo por Confiabilidad, lo cual según la CREG es un indicio de una externalidad en el mercado con potenciales implicaciones para la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica y en general para la actividad económica del país.

La CREG igualmente publicó en noviembre de 2023 la Resolución No. 101-022. Luego de la gestión realizada por Enel directamente, como también junto con algunas empresas y gremios, la Comisión determinó publicar de manera definitiva cambios a la forma como se ajustan anualmente las garantías otorgadas por los usuarios de los proyectos de expansión del STN, para los casos en los que se aplaza la fecha de puesta en operación - FPO, de los proyectos del STN ejecutados mediante convocatorias.

En diciembre de 2023 fue expedida la ley de Presupuesto General de la Nación, la cual incluyó un monto por 5.5 billones de pesos para subsidios de energía eléctrica, y disposiciones que las empresas de comercialización y distribución puedan adquirir créditos con o sin tasa compensada con FINDETER (Financiera de Desarrollo Territorial) para efectos de mejorar el flujo de caja por efectos de los saldos acumulados por la Opción tarifaria.

En el mismo mes, en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático COP28, el Ministro de Minas y Energía anunció la publicación de los pliegos y bases de condiciones para la primera licitación eólica costa afuera. El documento fue publicado por el administrador de la Subasta que es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En diciembre de 2023, la CREG publicó la Resolución CREG 101 028 de 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece una alternativa para la recuperación de los saldos de opción tarifaria, donde se incluyó una nueva variable denominada COT (costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador

correspondiente) en el componente C de la fórmula tarifaria. La aplicación de las disposiciones es voluntaria por parte de los comercializadores que decidan acogerse a las medidas, previo aviso a la CREG y a la SSPD.

En diciembre de 2023, la CREG a través de la Resolución CREG 101 029 de 2023 estableció la tasa de interés reconocida para el cálculo del saldo acumulado de la opción tarifaria. Se define como la tasa mensual ponderada de los créditos obtenidos por el comercializador y también se define el porcentaje de variación mensual PV el cual tendrá un valor mínimo de 0,6%.

En diciembre de 2023, el director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas puso en conocimiento de los usuarios, prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y los servicios públicos de combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa 2024 donde tratará temas relacionados con la generación y mercado mayorista, la actividad de distribución y comercialización de energía, gas natural y la creación de nuevas actividades en la cadena de prestación del servicio.

En diciembre de 2023, el MME publicó el Decreto 2236 de 2023 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. El Decreto crea la actividad de autogeneración colectiva (AGRC), autogenerador colectivo (AC). Entre los objetivos de las comunidades energéticas está el de aumentar la cobertura del servicio de energía, mejorar la eficiencia energética, descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía, descarbonizar la economía con el uso de FNCER, desarrollar la economía local y territorial, ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, además de generar, comercializar y usar eficientemente la energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y recursos energéticos distribuidos de forma comunitaria. Establece la posibilidad de asociación de comunidades energéticas y la alianza de comunidades energéticas y asociaciones de comunidades energéticas con terceros de los sectores público, privado y/o popular.

En diciembre de 2023, la CRC publicó la agenda regulatoria el periodo 2024-2025 para conocimiento del sector y de los interesados. Dentro de los temas interés, la CRC prevé se realice en el segundo trimestre del año 2024, con el fin de entregar los primeros resultados de estos análisis en el cuarto trimestre del mismo año, publicar un estudio de tendencias para fomentar el despliegue de infraestructura móvil que identifique y analice tanto los esquemas de compartición de infraestructura activa que se utilizan actualmente, como las tendencias de regulación aplicable para este tipo de compartición de infraestructura.

A través del Decreto 2335 de 2023, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME), con el fin de reglamentar el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia". Siendo el MEM la entidad que determinará los lineamientos, condiciones y requerimientos técnicos que han de cumplir los proyectos para la realización de estudios de evaluación del Hidrógeno Blanco y otros gases o sustancias asociadas y su posterior exploración y explotación. El decreto indica reglas sobre la exclusividad del desarrollador que haya obtenido la autorización del MME para efectuar estudios de evaluación del Hidrógeno Blanco, así como también establece consideraciones ambientales, de coproducción y coexistencia, en el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco.

### **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.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las fuentes no convencionales de energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también, el impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutro, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía Renovable - FNCER, y gestión eficiente de la energía - GEE; ya no requieren obtener la certificación ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME para acceder a los incentivos mencionados.

Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental; así como, la Resolución 1670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Entendiendo los ajustes normales que se tiene en el desarrollo de los proyectos eléctricos, el MADS expidió la Resolución 0859 de 2022, en la cual se establece el listado de cambios menores o ajustes normales en los proyectos de presas, represas, trasvases o embalses y en proyectos de sector de energía eléctrica, que cuenten con licencia ambiental.

Teniendo en cuenta el actual vacío regulatorio que se tiene en materia de manejo de sedimentos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, publicó los Lineamientos generales para el Manejo de sedimentos a nivel de cuenca hidrográfica en el marco de la Gestión Integral del Recurso Hídrico.

Adicionalmente, este Ministerio mediante Decreto 2462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas - (DAA), los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Mediante la Ley 2099 del 10 julio 2021, se estableció que el MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, además prioriza el licenciamiento ambiental y sus modificaciones a proyectos con fecha de entrada en operación inferior a 2 años y, establece que no requerirán DAA los activos de conexión al SIN, de aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que decidan compartir dichos activos de conexión en los términos definidos por la regulación expedida por la CREG. Finalmente establece que se crea el Sello de Producción Limpia: asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción y que inviertan en mejorar su eficiencia energética, a reglamentarse por el MME. En este sentido, el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 1060 de 2021 establece los Términos de Referencia para la elaboración del EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

Por su parte, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 421 del 22 de abril de 2021 "Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en lo relacionado con las transferencias del sector eléctrico con destino a los municipios y distritos beneficiarios de los proyectos FNCER. Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, expidió el Decreto 644 del 16 de junio de 2021 relacionado con la financiación y destinación de recursos para la gestión integral de los páramos en Colombia a través de las transferencias del sector eléctrico donde para las centrales hidro, cuya destinación era del 6% (3% para municipios y 3% para corporaciones), ha establecido que el 3% de corporaciones deberá repartirse entre corporaciones y Parques Nacionales Naturales en la jurisdicción del proyecto.

En este sentido, el MME expidió los Decretos 1302 y 1475 de 2022, en los cuales se reglamentan las transferencias del sector eléctrico con destino a comunidades indígenas y a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras.

La Ley 2169, 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.

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, 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.



## **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.

Por otra parte, la Comisión ha expedido la Resolución 068 de 2020, a través de la cual se establece información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, entre ellas a) Moneda de pago pactada en los Contratos y b) Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación.

A través de la Resolución CREG 135 del 03 de julio de 2020, la Comisión oficializa la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del mercado de gas natural, por un período de cinco (5) años que iniciarán su vigencia el día seis (6) de enero de 2021.

El Ministerio de Minas y Energía durante el mes de octubre del año 2020, publica la Resolución 40304, por la cual se adopta el plan de abastecimiento de gas natural y se adoptan otras disposiciones. Las obras que allí se consideran relevantes y que se incluyen son: Planta de regasificación del Pacífico, gasoducto entre Yumbo y Buenaventura, 3 obras de infraestructura de Transporte con bidireccionalidades, interconexión de los mercados de la Costa Atlántica y el centro del país y 2 refuerzos para el Valle de Cauca y Tolima Grande.

En el mes de noviembre se publica por parte de la Comisión la Resolución 185 de 2020, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. Esta norma, refleja mayor transparencia en los mecanismos de asignación, agiliza asignaciones de capacidad de transporte cuando las solicitudes superan la capacidad disponible del sistema, fija mecanismos para asignar la capacidad de proyectos del plan de abastecimiento, permite mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte e incentiva la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado de gas.

En ese mismo mes se publica la Resolución CREG 186 de 2020, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista (primario y secundario) de gas natural. Esta norma compila las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019).

En el mes de diciembre de 2020 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, publica la Resolución 20201000057975 por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones. Sus efectos serán los establecidos en el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, para el desarrollo de las funciones de inspección, vigilancia y control, y para el cumplimiento de la regulación. Asimila la actividad de Regasificación, a la actividad de Transporte, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, y asimila la actividad de comercialización de gas importado, a la actividad de comercialización, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

En enero de 2021 se publica la Resolución CREG 001, mediante la cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas natural cuando en el mercado primario se presente en un trimestre estándar congestión contractual, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 185 de 2020.

El 31 de mayo de 2021, el MME expide la Resolución 00014 mediante la cual publica la información correspondiente a la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021-2030, certificada por los Productores y Productores – Comercializadores de gas natural, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural – SDG. Aspectos destacados:

- Pronósticos de producción de gas natural declarados respecto de 184 campos.
- Producción Total Disponible para la Venta – PTDV declarada respecto de 85 campos (46% de los campos que presentaron la Declaración de Producción). De éstos, 21 se encuentra en Costa y 64 se encuentran en el interior.
- Declaración de 50 Gbtud como Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV por parte de Calamarí LNG.

El 4 de agosto de 2021 es promulgada la Ley 2128 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país”. Esta nueva Ley tiene por objeto incentivar el abastecimiento de gas combustible en el país y ampliar su utilización, con el fin de generar impactos positivos en el medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población, además el acceso al servicio público, según lo establecido en la Ley 1955 de 2019.

El 30 de agosto de 2021 el MME a través de la Resolución 40286, estableció condiciones mediante las cuales el Ministerio pueda autorizar el desistimiento de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ejecutados mediante procesos de selección, si se presentan situaciones que tengan origen en eventos irresistibles e imprevisibles, ajenos al control del adjudicatario que impiden la ejecución de los proyectos, que sean debidamente verificables.

En el mes de septiembre, la CREG publicó las Resoluciones 127 y 128; mediante las cuales hace ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, como en la Resolución CREG 152 de 2017, de acuerdo con las características de los proyectos incluidos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y la introducción de mecanismos que incentiven el cumplimiento de las fechas anticipadas de entrada en operación.

El 7 octubre de 2021, la UPME Pública la Resolución No. 000330 de 2021, en la misma se hace la definición de 6 proyectos IPAT como parte del Plan de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados en primera instancia por el transportador incumbente, se definieron los proyectos:

1. Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday.
2. Bidireccionalidad Barranca – Ballena.
3. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.
4. Interconexión Barranquilla – Ballena con Ballena – Barrancabermeja.
5. Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí – Valle del Cauca.
6. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita.

La UPME publica el 22 de octubre de 2021 la Circular Externa No. 059 DE 2021, con esta circular se dio el cierre del proceso para la Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 (Planta de Regasificación del Pacífico).

El 22 de noviembre de 2021 la CREG publicó la Resolución CREG 175 de 2021, Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía publica entre el 21 de octubre de 2021 al 28 de diciembre de 2021, tres resoluciones: Resolución 00763, Resolución 01124, Resolución 01446 de 2021, las cuales generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

El 28 de enero de 2022 se publica la resolución CREG 227 de 2021, la cual corresponde a la Fórmula Tarifaria General de Comercialización de Gas Natural en donde se fijan disposiciones en torno a los precios y cantidades trasladables a la Demanda Esencial Regulada, se definen sustituciones, eliminaciones e inclusiones dentro de la fórmula tarifaria y se definen lineamientos en torno a la contratación en el mercado primario y secundario de los agentes que atienden Demanda Esencial (Decreto 2100 de 2011).

En febrero de 2022 se publican las Resoluciones CREG 702-001 de 2022 y 102 001: Ajustes a la resolución 175 de 2021, las cuales modifican fechas de entrega de información por parte de los transportadores dentro del proceso de solicitud de cargos a partir de la aplicación de la resolución 175 de 2021.

El 28 de marzo de 2022 se publica por parte del Ministerio de Minas y Energía la resolución 0354 de 2022, en la misma se generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

El 29 de marzo de 2022 se publica la Resolución CREG 226 de 2021, la cual corresponde a una modificación de la resolución 186 de 2020, resolución que consolidaba el reglamento de Comercialización mayorista en suministro de gas natural, en la resolución CREG 226 de 2021 se adicionan a este reglamento de comercialización temas concernientes a la priorización del abastecimiento en torno a la atención de la demanda esencial con la fijación del mecanismo “MADE” (Mecanismo de aseguramiento demanda esencial), se modifica la asignación de la producción total disponible para la venta (PTDV) en el mercado primario, se hacen modificaciones a los contratos disponibles, se definen nuevas tareas para el Gestor del Mercado de Gas y se condiciona la comercialización de los contratos interrumpibles en el mercado primario y secundario.

El 28 de abril de 2022 la CREG publicó el proyecto de resolución 702002 de 2022: “Por la cual se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes”, el proyecto de resolución tenía como objetivo plantear modificaciones y ampliaciones de las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados (UNR) del servicio domiciliario de gas natural por redes. Fija nuevas obligaciones para los comercializadores que atienden a UNR. Establece las condiciones, los periodos y las razones por las cuales un usuario puede optar por esta condición o ser clasificado como tal.

En el mes de agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución 102 009 de 2022, mediante la cual se establecieron procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017.

En octubre de 2022 la CREG publica la resolución CREG 102 011 de 2022, el propósito de este proyecto es adicionar un evento eximente en las resoluciones 185 de 2020 (Mercado Mayorista de Transporte Gas) y en la 186 de 2020 (Mercado Mayorista de Suministro Gas), el cual permitiría adicionar un quinto evento eximente de responsabilidad a las razones por las cuales se puede suspender un contrato tanto de suministro, como de transporte de gas, en este caso se podría invocar un evento cruzado, en este caso en un contrato de transporte se podría invocar un evento eximente aduciendo una situación mantenimiento programado o reparación en suministro y así mismo se podría invocar un evento eximente en un contrato de suministro aduciendo un mantenimiento programado o reparación en transporte.

El 13 de Diciembre de 2022 el Ministerio de Minas y Energía presentó un informe denominado “Balance de Contratos de Hidrocarburos para la Transición Energética Justa”, en este documento el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha actualizado su proyección de producción y reservas para la próximas dos décadas, en el informe se muestran escenarios en donde el déficit de gas ya no se presenta para finales de esta década sino que se traslada para el 2040 a 2045 bajo la premisa de no incorporar nueva exploración.

La CREG publica el 19 de enero de 2023 proyecto de resolución 702-009, con este proyecto la comisión pretende modificar la Resolución CREG 175 de 2021 (Cargos de Transporte de Gas Natural) con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. La solicitud de modificación ha sido motivada por los planteamientos que le ha realizado uno de los dos transportadores más grandes del país. La CREG plantea en este proyecto un reconocimiento adicional en el componente de gastos de administración, Operación y mantenimiento (AOM) del cargo de transporte al incluir dos componentes nuevos: un componente de reconocimiento de coberturas financieras por un periodo de 5 años denominado: CUSD, y un componente de reconocimiento de activos que han cumplido su vida útil normativa (VUN) igualmente por un periodo de 5 años a una tasa de remuneración de 10.94%, denominado: RUVN.

En mayo de 2023 la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH publicó su informe periódico de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas. Este informe consolida los reportes de las compañías que tienen contratos de Producción y Exploración en el País. Las reservas probadas de petróleo pasaron de 2.039 millones de barriles reportados en 2021 a 2.074 millones de barriles en 2022 (+1.71%). La relación Reservas Probadas/Producción (R/P) es de 7,5 años a 2022, en 2021 la relación era de 7,6 años. En cuanto a gas natural, al cierre de 2022 las reservas probadas se situaron en 2.82 terapiés cúbicos (Tpc); en 2021 tal nivel se encontraba en 3.163 TPC, registrándose entonces una reducción de 10.87%. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapés cúbicos lo que significa una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años; en 2021 se registraba un R/P de 8 años.

El Ministerio de Minas y Energía, en el comunicado conjunto con la ANH que acompañó a la oficialización pública del informe, resaltó que en cuanto a recursos contingentes (aquellos que no hacen parte de las reservas), los recursos en gas pasaron de 2.6 TPC a 5.8 TPC relacionados principalmente en los campos offshore del país.

En junio de 2023, la CREG expidió la resolución 102 003 de 2023, que define una adición a los criterios de remuneración de las obras del PAGN (Plan de Abastecimiento de Gas Natural) definidas a través de las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y CREG 102 009 DE 2022, la adición responde a resolver un vacío dentro del reconocimiento de los beneficiarios de las obras PAGN asociado a la diferenciación entre Mercados Primario y Secundario de Transporte de Gas Natural.

En septiembre, mediante la publicación de la Resolución 588 de 2023, la UPME decidió declarar desierta la Convocatoria Pública UPME GN 001-2022, cuyo objeto era la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Esta decisión se toma luego de que, una vez revisados los documentos entregados por el único proponente, el CONSORCIO BUENAVEGAS- PLANTA DE REGASIFICACIÓN, la UPME encontró que no se trató de una verdadera propuesta que cumpliera con los requisitos legales de la convocatoria, y que fueran susceptibles de subsanación, y menos aún de adjudicación.

### **Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá.**

#### **Mercado Eléctrico Regional - MER**

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

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

La regulación del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional ("RMER") y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE"). Estos instrumentos definen los principios, reglas, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Estos instrumentos establecen una estructura institucional que incluye: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de

fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional ("CDMER"), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el mes de julio de 2023, el Ente Operador Regional – EOR informa a los agentes del Mercado las condiciones actuales a considerar en la operatividad de los Contratos Firmes en el MER. El EOR solicita la colaboración de los diferentes operadores de los sistemas eléctricos de cada país, para que difundan con los Agentes del MER, en su respectivo mercado nacional, la necesidad de contar con la disponibilidad de generación en el predespacho nacional para respaldar la oferta de inyección asociada al contrato.

### **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, y en particular la planificación del sector eléctrico que se encuentra a cargo de la Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente y Energía (SEPLASA).

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. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda 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.

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.

El 29 de marzo de 2022 se dictaminó afirmativamente en la Comisión de Gobierno y Administración de la Asamblea el proyecto de Ley 22561: Ley para la autorización a los generadores de electricidad para la venta de excedentes de energía en el mercado eléctrico regional, este proyecto de ley busca habilitar a los generadores de electricidad para ser agentes en el Mercado Eléctrico Regional para que puedan vender energía, ya que actualmente el Instituto Costarricense de Electricidad es el único agente autorizado para vender energía por parte de Costa Rica. Ahora el proyecto deberá seguir su trámite de aprobación por el Plenario Legislativo en dos debates.

El Ministerio de Ambiente y Energía publicó el 29 de septiembre de 2022, reglamentó el capítulo III de la ley 518, Ley de incentivos y promoción para el transporte eléctrico, (modificada por la Asamblea Legislativa a través de la Ley 10209, sobre incentivos al transporte verde). Esta norma del MINAE reglamenta la aplicación de incentivos fiscales temporales para vehículos eléctricos y sus insumos; así como; una exoneración temporal del impuesto a la propiedad de vehículos eléctricos.

En el mes de octubre de 2022, en sesión del Consejo de Gobierno, fue presentado un proyecto de ley para la armonización del sistema eléctrico nacional. Se destacan los siguientes aspectos: (i) aprovecha al máximo las fortalezas del sistema eléctrico costarricense, (ii) existiría una priorización del uso de excedentes a nivel doméstico, antes de usarlo en el mercado eléctrico regional (MER), (iii) enfoque integrado busca la optimización del sistema nacional y podría bajar el costo medio de la electricidad, (iv) este proyecto está alineado con la descarbonización de la economía y permitirá fortalecer la electrificación del transporte, y (v) favorece el acceso y beneficios del MER.

En diciembre de 2022 la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos – ARESEP, a través de la Intendencia de Energía, fijó de oficio la tarifa promocional para el suministro de energía eléctrica asociado y dedicado a los centros de recarga en plantel para autobuses eléctricos. Realizada la aplicación del procedimiento de cálculo publicado por la ARESEP, se obtuvo finalmente una tarifa plana aplicable T-BE de 53,42 colones/kWh, presentando una reducción de 3,67 colones/kWh frente a la anterior fijación, la cual fue realizada a través de la resolución RE-0112-IE-2020, del 11 de noviembre de 2020.

En febrero de 2023, la Dirección Sectorial de Energía del Ministerio de Ambiente y Energía – MINAE publicó el Decreto 43879 de 2023, por el cual regula la Ley 10086 de 2022 sobre la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos – DER del Sistema Eléctrico Nacional – SEN, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad. El decreto es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas, que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen, DER, para uso de las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al SEN, así como para las empresas eléctricas cuando los DER sean interconectados al SEN en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares.

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

El 6 de julio de 2023 se publicó la Estrategia Nacional y Plan de Acción de Hidrógeno Verde de Costa Rica por parte del Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde incluye intervenciones estratégicas, indicadores y metas, además, pretende atender las brechas regulatorias, técnicas, financieras, nuevos talentos y capacidades para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Costa Rica generando oportunidades de empleo, desarrollo tecnológico y de comercio. También servirá de herramienta de coordinación entre partes interesadas tanto del sector público como del sector privado.

En diciembre, el Poder Ejecutivo exploró la figura de un fideicomiso con el Banco Nacional de Costa Rica, a partir de financiamiento con organismos internacionales, para que sea esa entidad la que arriende las unidades eléctricas a los autobuseros. En la COP28 el Ministro de Obras Públicas y Transporte, Luis Amador, firmó un memorándum de entendimiento con IRENA para que la plataforma financiamiento Acelerado de Transición Energética (ETAF) brinde asesoramiento técnico enfocado en la creación de un fondo de inversión destinado a este plan.

## **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.



El 18 de julio de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publica el acuerdo ministerial 180-2022, mediante el cual se califica al hidrógeno verde como un recurso energético renovable, incluyéndolo en esta clasificación, y por lo tanto quedando cubierto por la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Esto permitirá a los nuevos proyectos de hidrógeno verde gozar de beneficios de exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA), cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo; igualmente estos proyectos también podrán estar exentos por 10 años del pago del impuesto sobre la renta y el IEMA.

El 29 de agosto de 2022 se publicó la Ley de incentivos para la movilidad eléctrica, mediante el Decreto 40 de 2022. Esta ley tiene como objetivo principal facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico en Guatemala, buscando contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero con lo cual el país muestra un claro compromiso para cuidar el medio ambiente. La Ley también declara de interés público la promoción y uso de vehículos eléctricos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, para promover la inversión en la infraestructura y producción de energía eléctrica, la eficiencia en el transporte público y privado, la diversificación de la matriz energética y la descarbonización del parque vehicular.

En el mes de noviembre de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publicó el acuerdo gubernativo 295 de 2022 reglamento a la Ley de incentivos de movilidad eléctrica, que tiene por objeto el de normar los procedimientos necesarios para la aplicación de la Ley relativos a la solicitud, análisis, validación, clasificación y aprobación de los incentivos fiscales para vehículos eléctricos, repuestos de vehículos eléctricos, motor y batería. Adicionalmente los incentivos para cargador, equipos y materiales para centros de carga en los períodos de pre-inversión y ejecución conforme a la Ley.

En marzo de 2023 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE, mediante la Resolución CNEE-069 de 2023, emitió la Norma Técnica para la prestación del servicio de carga para vehículo eléctrico y sistema de transporte eléctrico. La norma tiene por objeto establecer las disposiciones y requerimientos técnicos mínimos para que el Servicio de carga para vehículo eléctrico y para sistema de transporte eléctrico sean prestados en condiciones de confiabilidad y seguridad, en el marco de las normas técnicas guatemaltecas vigentes.

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

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

En diciembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE emitió la resolución GJ-ResolFin2023-242, que ordena al AMM realizar nuevos estudios sobre la determinación de las Condiciones Económicas Equivalentes, dentro del contexto de Precio de Oportunidad de la Energía para los intercambios internacionales, entendiéndose que los estudios previos habían sido realizados hace más un quinquenio, por lo cual el CNEE estimó conveniente la realización de nuevos estudios específicos. Igualmente, la CNEE emitió la resolución GJ-ResolFin2023-249, en donde declara que el AMM cumplió con lo determinado en el Reglamento del AMM (art. 75), en el sentido que la Norma de Coordinación Operativa No.4 establece los principios para determinar la participación de cada unidad generadora en la prestación del servicio complementario de reserva fría.

## **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.

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 octubre de 2019, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de gabinete 103 con la estrategia de movilidad eléctrica (ENME), la cual propone medidas en cuatro áreas fundamentales: gobernanza, normativa, sectores estratégicos y educación; así como; la creación de un marco legal que desincentive el uso de los vehículos de combustión fósil y estimule la introducción en el mercado de los vehículos eléctricos para el transporte privado y público (selectivo o masivo). Las metas al 2030 de la estrategia que incluyen: 10-20% de los vehículos privados, 25-40% de los vehículos privados vendidos, 15-35% de los autobuses y del 25-50% de los vehículos de flotas públicas; serán de tipo eléctrico.

Con el fin de ejecutar una estrategia para la gestión y monitoreo del desarrollo económico y social del país bajo en carbono, el presidente de la República y el ministro de ambiente, firmaron el Decreto Ejecutivo 100 de 20 de octubre de 2020, que crea el Programa Nacional Reduce Tu Huella. Este decreto reglamenta, además, el Capítulo II del Título V del Texto Único de la Ley 41 de 1 de julio de 1998, por el cual se regirá la elaboración de los inventarios nacionales de emisiones de Gases de Efectos Invernadero (GEI) por fuentes y absorciones por sumideros de carbono. Además, establece la creación de la plataforma nacional de transparencia climática, adscrita al Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA) del Ministerio de ambiente, como mecanismo oficial para la gestión, monitoreo, reporte y registro de las iniciativas nacionales que encaminan al país hacia el desarrollo sostenible, inclusivo, bajo en emisiones y resiliente, en vías al cumplimiento del Acuerdo de París. Con esta firma, se le otorga un mandato legal al Ministerio de Ambiente para iniciar con el proceso de diseño e implementación del Mercado Nacional de Carbono de Panamá.

En noviembre de 2020, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de gabinete 93 con los lineamientos estratégicos de transición energética propuesto por la Secretaría Nacional de Energía, medidas que buscan incentivar la inversión en el sector, mejorar la competitividad y llevar la electrificación a las comunidades puntualizadas en el Plan Colmena. Las cinco estrategias definidas contempladas en materia energética se clasifican en: acceso universal, uso racional y eficiente de la energía, movilidad eléctrica, generación distribuida, innovación del sistema interconectado nacional y una estrategia transversal para el fortalecimiento institucional.

El Decreto Ejecutivo 142 del 9 de diciembre de 2021, establece de forma progresiva y gradual el Mercado Nacional de Carbono de Panamá, estableciendo sus componentes: a) Registro de Emisiones, conformado por el programa RTH corporativo-carbono. Actualmente el Programa RTH corporativo-carbono está en funcionamiento, y es de carácter voluntario; b) sistema nacional de compensación, actualmente en desarrollo. Se cuenta con un Registro Nacional de Acciones de Mitigación (ReNAM), que busca ser el repositorio de las acciones de mitigación a nivel nacional. A partir de este registro, se está desarrollando el registro de Proyectos de Compensación para el Sistema Nacional de Compensación; c) Bolsa Panameña del Carbono, actualmente en estructuración.

En enero de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete 5 con la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). A fin de tomar en cuenta las diversas trayectorias de desarrollo de la GD, se proyectaron tres posibles escenarios de desarrollo de GD al 2030: tendencial (250mW, 2%), conservador (950mW, 7%) y optimista (1700mW, 14%). La estrategia contempla 6 líneas de acción, que incluyen la simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD, el incremento de límites de capacidad instalada, implementar la posibilidad de venta o comercialización de los excedentes, la regulación para instalaciones comunicatorias y remotas, modificación de autoconsumo y ampliación de los límites y la evaluación, adecuación e implementación de estándares técnicos.

La resolución MIPRE-2022-0002354 de 24 de enero de 2022, adopta las bases de la fase 1 de la Hoja de Hidrógeno Verde en la República de Panamá. Con la misma se da la creación de los comités de alto nivel y el técnico asociado a esta tecnología. Como meta se plantea el posicionamiento para la construcción de amplia variedad de instrumentos de política, marco regulatorio y fomento de inversión en infraestructura de almacenamiento, producción de hidrógeno verde y sus derivados; además de la constitución de un Hub transformacional en los ejes de: ruta de hidrogeno verde a través del canal de Panamá, considerando zonas de libre almacenamiento y distribución; Zonas de generación eléctrica renovables para alimentar plantas de la producción de hidrógeno; y el Hidrógeno-Verde-Ducto que conectará el Atlántico con el Pacífico.

En marzo de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete 28 con la Estrategia Nacional de Acceso Universal a la Energía (ENACU), la cual establece 25 líneas de acción en las cuales se identifican las prioridades, los actores responsables de las mismas y las sub-actividades correspondientes además de los hitos de actuación. Se realizarán 4 proyectos a nivel nacional para fomentar la implementación de dicha estrategia a diferentes niveles, como lo son: Programa de empoderamiento y formación como "Instaladores Solares" de la mujer en áreas rurales; el concurso "Innovar" para conectar con soluciones energéticas que faciliten el acceso a electricidad y cocción moderna; el programa "Emprender" en energías renovables, donde las mujeres formadas, tendrán la capacidad para instalar, operar y dar mantenimiento a paneles solares fotovoltaicos y solares térmicos en sus casas y comunidades; el fomento para la creación de cooperativas energéticas en Panamá junto con el Departamento de Estado de Los Estados Unidos de América.

En abril de 2022, se aprobó la Ley 295 por la cual se establece el marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica, promoviendo un proceso de transición energética del transporte terrestre de combustión interna a transporte terrestre eléctrico con la implementación de medidas e incentivos en el sector público, privado y académico. Establece metas mínimas al 2030 para la migración de flota, en 40% de flota estatal y 33% para el transporte masivo. La Ley incluye: la exoneración del impuesto de importación, exoneración de pago de placa por 5 años (placa verde), estacionamientos preferenciales; al igual que le permitirá al ciudadano revender energía para cargar vehículos eléctricos.

Proyecto de Ley 258 para la utilización de energía renovable en el sector público, fue aprobada en tercer debate el 6 de abril de 2022 por la asamblea nacional de diputados para implementación del sistema de energía renovable en el sector público que destina producir, como mínimo, el 15% en estructuras existente y 25% en nuevas estructuras del total del consumo promedio anual. No obstante, este proyecto ley fue objetado por el ejecutivo en el mes de mayo, dado que a su criterio la propuesta es inconveniente por no desarrollar las previsiones necesarias para su implementación (impacto al presupuesto del Estado, limitaciones en inmuebles propios y alquilados).

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la resolución de gabinete 66 con la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE), la cual fija reducir el consumo final de electricidad en un 15% y el consumo final de combustibles en 3% para 2030. Entre las recomendaciones de la hoja de ruta está la implementación de un fondo para apoyar la disponibilidad de líneas de crédito "verdes" para el sector privado, la incorporación de energías renovables en el diseño de edificios nuevos y ya construidos, el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y el refuerzo de las campañas de información.

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó el decreto Ley 10 que adopta el Plan Nacional de Acción Climática (PNAC) para la República de Panamá, como instrumento clave que promueve las ambiciones nacionales y sectoriales del país a corto y largo plazo en materia de cambio climático, con la finalidad de facilitar y garantizar la implementación de la contribución nacional determinada y sus actualizaciones periódicas, en cumplimiento de los compromisos asumidos como país. El Plan incluye 11 pilares estratégicos: energía, bosques, gestión de cuencas hidrográficas, sistemas marino-costeros, biodiversidad, agricultura-ganadería-acuicultura sostenible, asentamientos resilientes, salud pública, infraestructura sostenible, economía circular y transparencia climática. El PNAC define un total de 55 acciones que se deberán llevar a cabo en el corto plazo bajo cada sector y un plan indicativo de inversiones que proporciona una aproximación inicial a los costos asociados a la implementación a corto plazo (2025) de las acciones y la identificación de instrumentos de financiación climática.

En el mes de octubre de 2022, la Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE) publicó la Resolución No. MIPRE- 2022-0037359, mediante la cual da a conocer a los agentes unas recomendaciones para adoptar medidas para la contratación de las empresas de transmisión de energía eléctrica. Con base en el artículo 83 del Texto único de la Ley 6 de 1997, ordenada por la Ley 194 de 2021, la nueva norma establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), podrá realizar actos de compra de potencia y/o energía con pliegos de cargos especiales, aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Dichos pliegos estarán sujetos a las directrices de política energética dictadas por la SNE.

La Resolución de Gabinete 139 - Gaceta 29681- A de 6 de diciembre de 2022, aprueba la Estrategia Nacional de Innovación el Sistema Interconectado Nacional (ENISIN). Documento que contempla los lineamientos, prioridades y estrategias políticas de innovación para la modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación y comercialización del sistema eléctrico; tomando en cuenta la integración de las energías renovables, la incorporación de sistemas inteligentes en el control de las redes eléctricas y la futura entrada de sistemas de almacenamiento de energía, junto al incremento de la demanda eléctrica generado por la movilidad eléctrica. Dentro de las metas de la estrategia se plantean: a) Incorporar una capacidad de almacenamiento en energía del 5% de la demanda total prevista para 2030; b) reducir al 2030 los indicadores SAIFI y SAIDI en un 50% respecto a los niveles de la norma vigente al 2020; c) alcanzar una participación activa de la demanda, grandes clientes superior al 30% del consumo de energía total; d) fomentar el aporte de generación renovable no convencionales, provenientes de centrales conectadas al SIN y generación distribuida, superior al 20% del consumo de energía al 2030.

El 15 de febrero de 2023 se aprobó el Decreto Ejecutivo 51 que reglamenta la movilidad eléctrica en Panamá, precisa que “la Ley 295 de 2022 tiene por objeto establecer un marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica en la República, para que, a través de esta política pública, se logre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción y el crecimiento de la movilidad eléctrica, y el uso de energías renovables, como herramienta de transición energética en el transporte terrestre”. La reglamentación incluye que: la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre (ATTT) es responsable del inventario nacional de los certificados de operación de flotas de transporte público masivo, colectivo y selectivo de pasajeros; el mapa de estaciones de carga será administrado por SNE; los municipios contarán con un proceso único para la admisión y revisión de documentos para instalación y puesta en funcionamiento de estaciones de carga SNE y Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) conformaran comités técnicos para elaboración de normas técnicas para conversión a VE, casos de conexión; la ASEP reglamentará el procedimiento de uso de Estaciones de Carga.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1 del 1 de marzo de 2023, la Presidencia de Panamá publicó el proceso de evaluación de impacto ambiental.

Se publica en Gaceta Oficial No. 29770 del 27 de abril de 2023, la Resolución AN NO.18191-Elec del 30 de enero de 2023, por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO) presentada por el Centro Nacional de Despacho.

En mayo de 2023, la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), publicó la resolución AN No. 18387-Elec de 2023-04-25, por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la Empresa De Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario de 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, y dejó sin efecto los artículos tercero y cuarto de la Resolución AN No.17802-Elec de 27 de julio de 2022 y los numerales 3 y 4 del artículo 8 de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023.

Igualmente, en mayo de 2023 la ASEP mediante resolución AN No. 18427-Elec de 2023 decidió aprobar la modificación a los artículos MOC.4.1.2, MOC.4.2.2 y MOC.4.3.2 de la Metodología para Tramitar la Entrada en Operación Comercial (MOC), destacándose el acotamiento de la duración del programa general del periodo de pruebas de las unidades de generación, el plazo que se otorga al Centro Nacional de Despacho para suministrar al productor el documento técnico justificativo para negar el inicio de Operación y de entrada en Operación Comercial.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

El Consejo de Gabinete aprueba el 30 de mayo la Resolución No.48, que declara el estado de emergencia ambiental en toda la República de Panamá frente a la sequía prolongada como consecuencia de la crisis climática.

En junio de 2023, La Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá expidió la Resolución MIPRE-2023-0021773 del 9 de junio de 2023 "Que aprueba la Estrategia de Comunicación para la Transición Energética de la República de Panamá". El Decreto Ejecutivo se fundamenta en la Ley 40 de 2016 por medio de la cual Panamá aprobó su adhesión al Acuerdo de París, por otro lado, dar cumplimiento a lo establecido en las líneas de acción de la Agenda de Transición Energética, así como facilitar su acogida.

En este mismo sentido, mediante el Decreto Ejecutivo No. 3 de junio de 2023, el Ministerio de Ambiente de Panamá expidió la Política Nacional de Cambio Climático 2050.

En el mismo mes, la Secretaría Nacional de Energía emitió la resolución MIPRE 2023-0024564, mediante la cual recomienda a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) la adopción de medidas para la contratación de potencia y/o energía, a corto plazo, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Igualmente durante junio de 2023, mediante la resolución AN No. 18500, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP, ordena al Centro Nacional de Despacho – CND y a los Agentes del Mercado, tomar medidas en la planificación y operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, teniendo en cuenta que el Gobierno Nacional mediante Resolución Gabinete N 48, del 30 de mayo de 2023, declaró Estado de Emergencia Ambiental en toda la República de Panamá frente a la sequía prolongada como consecuencia de la crisis climática.

En julio de 2023, el Consejo de Gabinete de Panamá aprobó la estrategia nacional para el hidrógeno verde y sus derivados (ENHIVE), además de la creación de un comité interinstitucional para impulsar al sector; a efectos de que se realicen los trabajos necesarios para su adopción e implementación, con el apoyo de las instituciones públicas, universidades, empresas y asociaciones del sector privado. La estrategia plantea metas al 2030, 2040 y 2050 en cuanto a producción de hidrógeno verde y derivados, porcentajes de bunkering (procesos logísticos de abastecimiento de combustible para plantas), utilización en los sectores de carga pesada y aviación.

La Asamblea Nacional de la República de Panamá expidió la Ley 387 del 29 de junio de 2023 "Que establece medidas para mitigar los impactos de infraestructuras en ecosistemas acuáticos y prevenir la mortalidad de las aves y los quirópteros en parques eólicos".

En agosto de 2023, la Secretaría Nacional de Energía publica en la Gaceta Oficial No.29832-A la Resolución MIPRE-2023-0028248, que adopta la Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico para la Transición Energética de Panamá (HRFI), atendiendo el requerimiento de actualizar el marco legal y regulatorio para mejorar la estructura institucional, las funciones y responsabilidades de cada institución y empresas afines, junto con la dotación de recursos y mecanismos de transparencia, acompañado de mecanismo de coordinación ente actores relevantes y de comunicación estratégica general, para asegurar el abastecimiento eléctrico de los clientes, de forma sostenible, asequible y accesible, fomentando el desarrollo económico del país. Este documento plantea dentro de las principales acciones la futura presentación al Ejecutivo de un anteproyecto de Ley que modifique la actual Ley General de Electricidad como sustento legal para habilitar los cambios planteados.

En septiembre de 2023, la Asamblea Nacional ratificó la entrada de Panamá a la Alianza Solar Internacional mediante la ratificación de la Ley 395 del 13 de septiembre de 2023. Este acuerdo marco alcanzado por varios países en Marrakech (Marruecos) en 2016, con el objetivo de reducir el costo y la financiación de tecnología que impulse la energía solar a través de la distribución de \$1.000 millones de dólares (937.7 Millones de euros) de aquí a 2030 para inversiones en ese sector. Panamá se sumó a otros países de la región que ya han ratificado su membresía al organismo, tales como Costa Rica, Chile, Brasil y Cuba. En total la organización tiene unos 120 miembros en todo el mundo.

También fue anunciado en el mismo mes que el directorio del Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) aprobó un crédito por 200 millones de dólares (187.5 Millones de euros) para financiar proyectos relacionados con las medidas de transición energética y ambiental de Panamá; con el objetivo es apoyar los esfuerzos del país por lograr un crecimiento económico con una demanda energética más eficiente y descarbonizada. En específico se financiarán proyectos de la agenda ambiental que promueve la adopción de energías limpias y renovables, la diversificación de la matriz energética, la disminución de los combustibles fósiles y mejoras en la seguridad energética que redunden en beneficios económicos y sociales a largo plazo.

A finales de octubre el Gobierno anunció que Panamá fue excluida de la lista gris del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), luego de que el organismo determinara que el país ha fortalecido su sistema financiero para prevenir el blanqueo de capitales y el financiamiento del terrorismo. Entre los múltiples aspectos positivos para la economía se destacan el fortalecimiento de la imagen del país y su compromiso con la transparencia, lo que facilitará las relaciones económicas y financieras internacionales. Se espera que también aumente la inversión extranjera, impulsando el turismo, el comercio, la creación de nuevos empleos y líneas de crédito más accesibles.

El Instituto de Meteorología e Hidrología (IMPHA) de Panamá publicó en noviembre de 2023 la Resolución No. 011 de 2023, que aprueba el procedimiento para atender la programación del despacho de energía de medio y corto plazo, así como el intercambio de información entre el IMPHA y el Centro Nacional de Despacho (CND). En la decisión, se ordena que el IMHPA debe entregar al CND actualizaciones en las estaciones hidrológicas y/o meteorológicas y en las proyecciones hidrológicas para ser incluidas en el Informe de Planeamiento Operativo. Para tal fin, la resolución indica el contenido, la forma y el plazo para la entrega, tanto para los análisis de corto, medio y largo plazo. Igualmente, instruye que el IMHPA, a solicitud de una parte interesada, debe validar la base de datos hidrológica del área de drenaje de la subcuenca donde está ubicada la central hidroeléctrica de la parte que ha solicitado al CND su cálculo de potencia firme.

En diciembre de 2023, el órgano ejecutivo sancionó la Ley 417 que modifica la Ley 37 de 2023 – Régimen de incentivos para las instalaciones solares, que incluye dentro de los incentivos la exoneración del impuesto selectivo al consumo (ISC) causados por la importación y/o compras en el mercado nacional de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares. Además, extiende el beneficio a todas las personas naturales o jurídicas que adquieren los bienes descritos en la Ley sin límite de cantidad.

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

## **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 2023 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 y 1611 de 2022. 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

# Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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 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 consolidados de propósito general, de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

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

### **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 2023 y 2024**

El Decreto 1611 de 2022 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando principalmente enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por los Decretos 938 de 2021, 2270 de 2019 y 1432 de 2020, que consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

#### ***Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes – Modificaciones a la NIC 1***

Modificación emitida con el objetivo de fomentar la uniformidad de aplicación y aclarar los requisitos para determinar si un pasivo es corriente o no corriente. Como consecuencia de esta modificación, las entidades deben revisar sus contratos de préstamos para determinar si su clasificación cambiará.

Las modificaciones podrían afectar la clasificación de pasivos, particularmente para entidades que previamente consideraron las intenciones de la administración para determinar la clasificación y para algunos pasivos que pueden convertirse en patrimonio. Las modificaciones deben aplicarse retroactivamente de acuerdo con los requisitos normales de la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

Desde la aprobación de estas modificaciones, el IASB emitió un proyecto de norma que propone cambios adicionales y el aplazamiento de las modificaciones hasta al menos el 1 de enero de 2024.

De acuerdo con los análisis realizados el Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros consolidados.

#### ***Información a revelar sobre políticas contables: modificaciones a la NIC 1 y al documento de práctica de las NIIF 2***

El IASB modificó la NIC 1 para requerir que las entidades revelen sus políticas contables materiales en lugar de sus políticas contables significativas. Las enmiendas definen qué es "información material sobre políticas contables" y explican cómo identificar cuándo la información sobre políticas contables es material. Aclaran además que no es necesario revelar información inmaterial sobre políticas contables. Si se divulga, no se debe opacar la información contable material. Para respaldar esta modificación, el IASB también modificó el Documento de práctica de las NIIF 2 Realización de juicios sobre la materialidad para proporcionar orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad a las revelaciones de políticas contables.

De acuerdo con los análisis realizados el Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros consolidados.

#### **Definición de Estimaciones Contables – Modificaciones a la NIC 8**

La modificación a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores aclara cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables. La distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente a transacciones futuras y otros eventos futuros, mientras que los cambios en las políticas contables generalmente se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados, así como al período actual.

De acuerdo con los análisis realizados el Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros consolidados.

#### **Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única – Modificaciones a la NIC 12**

Las modificaciones a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias requieren que las empresas reconozcan impuestos diferidos sobre transacciones que, en el reconocimiento inicial, den lugar a cantidades iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles. Por lo general, se aplicarán a transacciones tales como arrendamientos de arrendatarios y obligaciones de desmantelamiento, y requerirán el reconocimiento de activos y pasivos por impuestos diferidos adicionales.

La enmienda debe aplicarse a las transacciones que ocurren en o después del comienzo del primer período comparativo presentado. Además, las entidades deben reconocer activos por impuestos diferidos (en la medida en que sea probable que puedan utilizarse) y pasivos por impuestos diferidos al comienzo del primer período comparativo para todas las diferencias temporales deducibles y gravables asociadas con:

- activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento, y
- pasivos por desmantelamiento, restauración y similares, y los montos correspondientes reconocidos como parte del costo de los activos relacionados.

El efecto acumulado del reconocimiento de estos ajustes se reconoce en las utilidades acumuladas u otro componente del patrimonio, según corresponda.

La NIC 12 no habría abordado previamente cómo contabilizar los efectos fiscales de los arrendamientos en el balance y transacciones similares y varios enfoques se consideraron aceptables. El Grupo ya había decidido contabilizar estas transacciones de acuerdo con los nuevos requisitos, por lo cual no espera impactos importantes por esta modificación.

#### **Pasivo por arrendamiento en una venta y arrendamiento posterior**

El IASB finalizó modificaciones de alcance limitado a los requisitos para transacciones de venta y arrendamiento posterior en la NIIF 16 de Arrendamientos que explican cómo una entidad contabiliza una venta y arrendamiento posterior después de la fecha de la transacción. Las modificaciones especifican que, al medir el pasivo por arrendamiento posterior a la venta y arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” y los “pagos de arrendamiento revisados” de una manera que no resulte en que el vendedor-arrendatario reconozca cualquier monto de la ganancia, o pérdida que se relacione con el derecho de uso que conserva. Esto podría afectar particularmente a las transacciones de venta y arrendamiento posterior donde los pagos de arrendamiento incluyen pagos variables que no dependen de un índice o una tasa.

El Grupo no espera impactos por esta norma, teniendo en cuenta que no ha realizado contratos de ventas con arrendamiento posterior.

#### **Acuerdos de financiación de proveedores**

Modificaciones efectuadas a la NIC 7 y la NIIF 7 que establecen nuevos requisitos de divulgación sobre los acuerdos de financiación de proveedores. El objetivo de las nuevas revelaciones es proporcionar información sobre los acuerdos de financiación de proveedores que permita a los inversores evaluar los efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad. Las nuevas divulgaciones incluyen información sobre lo siguiente:



- Los términos y condiciones de los acuerdos.
- Los valores en libros de los pasivos financieros que forman parte de los acuerdos y las partidas en las que se presentan esos pasivos.
- El valor en libros de los pasivos financieros para los cuales los proveedores ya han recibido pago de los proveedores financieros.
- El rango de fechas de vencimiento de pago tanto para los pasivos financieros que forman parte de los acuerdos como para las cuentas por pagar comerciales comparables que no forman parte de dichos acuerdos.
- Cambios no monetarios en los valores en libros de los pasivos financieros de los acuerdos
- Acceso a servicios financiación de proveedores y concentración del riesgo de liquidez con proveedores financieros.

El IASB ha proporcionado un alivio transitorio al no exigir información comparativa en el primer año y tampoco exigir la divulgación de saldos de apertura específicos. Además, las revelaciones requeridas solo son aplicables para períodos anuales durante el primer año de aplicación. Por lo tanto, lo más pronto que deberán proporcionarse las nuevas revelaciones es en los informes financieros anuales es a finales de diciembre de 2024, a menos que una entidad tenga un ejercicio financiero de menos de 12 meses.

El Grupo está evaluando los impactos de este nuevo requerimiento, aunque a la fecha no ha puesto en marcha ningún acuerdo de financiación de proveedores.

#### ***Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto – Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28***

El IASB ha realizado modificaciones de alcance limitado a la NIIF 10 Estados financieros consolidados y la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportaciones de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos. Confirman que el tratamiento contable depende de si los activos no monetarios vendidos o aportados a una asociada o negocio conjunto constituyen un 'negocio' (como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios). Cuando los activos no monetarios constituyan un negocio, el inversionista reconocerá la ganancia o pérdida total en la venta o aporte de los activos. Si los activos no cumplen con la definición de un negocio, el inversionista reconoce la ganancia o pérdida solo en la medida de los intereses del otro inversionista en la asociada o negocio conjunto. La enmienda se aplica prospectivamente.

En diciembre de 2015, el IASB decidió diferir la fecha de aplicación de esta modificación hasta que el IASB haya finalizado su proyecto de investigación sobre el método de la participación.

#### **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.**

##### ***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 fue inicialmente aplicable a periodos anuales que comenzarán a partir del 1 de enero de 2023, sin embargo, la fecha de aplicación fue extendida para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, mediante modificación emitida por el IASB en junio de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

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.

## **2.5. Estimados y criterios contables**

En la preparación de los estados financieros consolidados de propósito general, 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 3.1.12.).
- 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.).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico de la actividad de distribución, incluyendo las correspondientes a otras empresas, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de facturar en la fecha de emisión de los estados financieros consolidados de propósito general y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- 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.).
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

- 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.1.9).
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.1.6.).
- 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 de propósito general, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros consolidados de propósito general.

#### 2.6. Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa 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.

#### 2.7. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa 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.

## **2.8. 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”.

## **2.9. Principios de consolidación y combinaciones de negocio**

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

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

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa 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.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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".

#### **2.10. 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.

#### **2.11. 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:

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

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros consolidados de propósito general.

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):

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	
	<b>Cierre</b>	<b>Medio</b>
Dólar Estadounidense \$ US	\$ 4.810,20	\$ 4.313,53

### **3. Políticas contables**

#### **3.1. Políticas contables aplicables a los estados financieros consolidados de propósito general**

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

Estas políticas han sido unificadas, teniendo en cuenta el proceso de fusión descrito en la nota 1.4 y que las sociedades son entidades bajo control común, que venían aplicando políticas contables homogéneas. Para los Estados financieros consolidado de propósito general se elimina la inversión actualizada por el método de participación contra el patrimonio de las filiales.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**3.1.1.2.2 Instrumento de patrimonio**

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

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

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

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

El Grupo designa ciertos derivados como:

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

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

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

**(a) Coberturas de valor razonable**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 diferencian 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".

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

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 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-23	dic-22
<b>Colombia</b>		
Derechos (*) y servidumbres	30	33
Costos de desarrollo	6	7
Licencias	3	-
Programas informáticos	3	3
<b>Panamá</b>		
Licencias	38	39
Concesión	26	26
<b>Guatemala</b>		
Licencias	3	5
Activos de Contrato	8	10
<b>Costa Rica</b>		
Costos de desarrollo	8	19
Otros activos identificables	3	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**

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.

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

Las vidas útiles promedio remanentes utilizados para la depreciación son:

<b>Clases de propiedad, planta y equipo</b>	<b>dic-23</b>	<b>dic-22</b>
<b>Colombia</b>		
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	55	53
Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales termoeléctricas	27	21
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	9
Paneles y Misceláneos	26	23
Subestaciones	25	25
Red de alta tensión	34	36
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	21	17
Edificios	46	48
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	12
<b>Activos por derecho de uso</b>		
Edificios	35	33
Vehículos	1	2
Terrenos	27	28
<b>Panamá</b>		
Plantas solares	24	29
Planta hidroeléctrica	24	24
Arrendamientos financieros		
Terrenos	30	29
Edificios	18	9
Vehículos	3	2
<b>Guatemala</b>		
Edificio	15	15
Activos hidroeléctricos y equipos de generación	38	33
Equipo industrial	5	5
Otros Activos	5	5
Vehículos	5	5
Mobiliario y material de oficina	5	5
Equipo de computación	5	3
Línea de transmisión	-	29
<b>Costa Rica</b>		
Planta y equipos	25	25
Edificios	24	33
Instalaciones fijas, accesorios y otras	7	6

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 53 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.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

- 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 de jurídica.

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

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

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

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

### **3.1.10. Impuestos**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

### 3.1.11. 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 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, 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 en dinero 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).



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

- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

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

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

#### 4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Saldos en bancos (a)	\$ 1.488.597.242	\$ 912.219.573
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b)	140.822.246	36.675.665
Efectivo en caja	57.594	77.925
Depósitos (c)	-	266.369.635
	<b>\$ 1.629.477.082</b>	<b>\$ 1.215.342.798</b>

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

<b>Detalle por moneda (*)</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Pesos Colombianos	\$ 1.426.298.913	\$ 757.293.933
Dólares Americanos	193.775.591	454.795.277
Colón Costarricense	7.009.975	3.228.527
Quetzal Guatemalteco	2.392.603	25.061
	<b>\$ 1.629.477.082</b>	<b>\$ 1.215.342.798</b>

(\*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2023 y 2022 de \$3.822,05 y \$4.810,20 por US\$1, respectivamente.

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación corresponde principalmente al incremento en los recaudos mensuales durante el año 2023. En Centroamérica, los saldos en bancos corresponden principalmente a entradas de cobros por facturación de distribuidoras, grandes clientes y pagos a proveedores de energía por \$186.226.433.

(b) El otro efectivo y equivalente de 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.

(c) La variación corresponde al vencimiento en el año 2023 de los siguientes CDTs constituidos en el año 2022:

<b>Entidad</b>	<b>Valor</b>	<b>Fecha de inicio</b>	<b>Fecha fin</b>	<b>Plazo</b>	<b>Tasa EA</b>
Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A.	\$ 144.306.000	27/01/2022	23/01/2023	360	1,45%
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	122.063.635	06/12/2022	20/04/2023	135	5,25%
	<b>\$ 266.369.635</b>				

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 2023 y 2022, la Compañía utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

**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 2023 y 2022, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$36.967 y \$482.248, respectivamente.

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

**Guatemala**

Sociedad	Dividendos 2023 (USD)	Retención	Total pagado	Mes de Pago	Año que generó utilidad
Renovables de Guatemala S.A. (*)	29.299.998	1.465.000	27.834.998	Jun-dic	2014-2016
Generadora de Occidente Ltda. (*)	13.860.000	693.000	13.167.000	Junio	2021-2022
Transmisora de Energía Renovable S.A. (*)	1.699.964	84.998	1.614.966	Marzo	2021-2022
Tecnoquat S.A. (*)	300.000	15.000	285.000	Junio	2019-2021
<b>TOTAL</b>	<b>45.159.962</b>	<b>2.257.998</b>	<b>42.901.964</b>		

**Panamá**

Sociedad	Dividendos 2023 (USD)	Retención	Total pagado	Mes de Pago	Años que generó utilidad
Enel Panamá CAM S.R.L. (*)	21.692.769	109.097	21.583.672	Junio	2022
<b>TOTAL</b>	<b>21.692.769</b>	<b>109.097</b>	<b>21.583.672</b>		

(\*) 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 2023, incluyendo aquellos 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 2023
	Saldo a 1 de enero de 2023	Importes procedentes préstamos	Pagos, préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 3.232.918.315	\$ -	\$ (1.508.641.838)	\$ 296.679.242	\$ 429.515.620	\$ -	\$ -	\$ 2.450.471.339
Préstamos y obligaciones bancarias	3.932.280.366	4.068.293.823	(1.123.803.593)	(464.213.866)	222.742.952	-	-	6.635.299.682
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	105.818.693	-	-	-	-	(32.250.405)	78.183.734
Préstamos vinculados	-	149.060	(103.284.115)	372.671.211	-	-	-	269.536.156
<b>Total pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 7.464.489.597</b>	<b>\$ 4.174.261.576</b>	<b>\$ (2.809.694.571)</b>	<b>\$ 199.378.041</b>	<b>\$ 670.045.080</b>	<b>\$ 37.637.623</b>	<b>\$ (32.250.405)</b>	<b>\$ 9.703.866.941</b>

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 31 de diciembre de 2022
	Saldo a 1 de enero de 2022	Importes procedentes préstamos	Pagos, préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 1.870.489.779	\$ -	\$ (1.297.689.791)	\$ 2.230.602.707	\$ 429.515.620	\$ -	\$ -	\$ 3.232.918.315
Préstamos y obligaciones bancarias	451.452.900	2.041.331.850	(758.665.273)	1.975.417.937	222.742.952	-	-	3.932.280.366
Pasivos por arrendamientos	82.774.592	-	(40.977.936)	119.357.439	17.786.508	115.734.867	-	294.675.470
Línea de crédito	53.452	-	-	(83.743)	30.291	-	-	-
Instrumentos derivados	41.864	-	(6.394.318)	6.352.454	-	-	4.615.446	4.615.446
Securitización	-	130.262.494	(130.262.494)	-	-	-	-	-
<b>Total pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 2.404.812.587</b>	<b>\$ 2.171.594.344</b>	<b>\$ (2.233.989.812)</b>	<b>\$ 4.331.646.794</b>	<b>\$ 670.075.371</b>	<b>\$ 115.734.867</b>	<b>\$ 4.615.446</b>	<b>\$ 7.464.489.597</b>

Durante el año 2023 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$2.738.268.512 así: Enel Américas S.A., \$1.570.253.812, Grupo de Energía de Bogotá S.A.S. \$1.164.181.144, accionistas minoritarios \$3.806.204 y \$27.352 saldo de años anteriores. Durante el año 2022 se realizaron pagos de dividendos por \$3.476.167.213.

En Centroamérica, el pago de dividendos a terceros minoritarios corresponde a: Guatemala pagó a JB Inversiones Limitada por valor de US \$95; otros terceros en Panamá por valor de US \$17.983.

## 5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 7.527.351	\$ -	\$ 8.500.090	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	7.527.508	-	8.500.243	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(157)	-	(153)	-
Embargos judiciales	3.693.358	-	6.553.649	-
<i>Embargos judiciales (2)</i>	3.713.944	-	6.595.007	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(20.586)	-	(41.358)	-
Otros activos (3)	4.181.735	334.949.991	(49.346.745)	432.465.948
Instrumentos derivados de cobertura (4)	2.294.698	30.057.440	148.605.744	65.204.240
Garantías mercados derivados energéticos (5)	1.989.904	-	653.907	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	201.169	-	2.995.695
	<b>\$ 19.687.046</b>	<b>\$ 365.208.600</b>	<b>\$ 114.966.645</b>	<b>\$ 500.665.883</b>

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

(1) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 5.301.917	\$ 6.963.124
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.476.032	1.351.103
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (b)	524.100	34.746
Fideicomisos OXI Fidupre (c)	225.459	-
Fideicomiso Proyecto FAER	-	151.270
<b>Total</b>	<b>\$ 7.527.508</b>	<b>\$ 8.500.243</b>

Los fideicomisos existentes en el Grupo 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.

a) El saldo a 31 de diciembre de 2023 corresponde a los fideicomisos con:

BBVA- Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$4.610.834 y Fideicomiso No. 31555 por \$691.083, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del embalse de conformidad con la resolución No. 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria el Fideicomiso No. 31683 por valor de \$1.476.032 destinado para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No. 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No. 1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña. Durante el año 2023 los Fideicomisos cumpliendo con su destinación realizaron uso de sus recursos, efectuando el pago y administración de honorarios, servicios y gastos financieros.

b) El Fideicomiso Corficolombiana- ZOMAC CDI Cundinamarca se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC). El 31 de diciembre de 2023 se presenta variación por la constitución del Fideicomiso ZOMAC Maicao, con el fin de realizar obras en este territorio para el pago de impuestos.

c) Corresponde al negocio fiduciario de La Fiduprevisora. 116558- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. OXI CONVENIO, el cual maneja el negocio de distribución, para los proyectos de obras por impuestos, creado el 7 de noviembre de 2023.

(2) Al 31 de diciembre del 2022 el grupo tenía \$6.595.007 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el año 2023 hubo reintegro sobre 4 procesos por valor de \$5.459.373 y se pagó \$2.578.309 sobre 6 nuevos procesos lo que origina un saldo al 31 de diciembre de 2023 de \$3.713.944.

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

A continuación, se detalla los depósitos judiciales por entidad bancaria:

Entidad	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Banco de Occidente	\$ 2.148.283,00	\$ -
Bancolombia S. A.	1.244.038	68.300
BBVA Colombia S. A.	1.015.997	4.196.437
Banco Davivienda S. A.	795.323	1.978
Scotiabank Colpatría S. A.	592.331	530.354
Banco AV Villas S. A.	126.825	2.499
Banco Agrario de Colombia S. A.	66.547	13.884
Citibank Colombia S. A.	30.885	1.410.635
Banco Caja Social S. A.	6.905	4.336
Banco Pichincha S. A.	3.544	-
Banco Santander Colombia S. A.	2.510	3.406
Empresa de Energía de Cundinamarca	802	802
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(311.651)	119.322
Banco de Bogotá S. A.	(2.008.395)	243.054
	<b>\$ 3.713.944</b>	<b>\$ 6.595.007</b>

(3) A 31 de diciembre de 2023 corresponde 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 2023 las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$335.217.030 que corresponden principalmente a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L, en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$43.461,32 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.
- Para Enel Costa Rica CAM S.A. se tenía un activo financiero no corriente que 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 2023 es de US \$61.957.819.

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 diciembre de 2023, se confirma que el proceso arbitral iniciado por P.H. Chucás ante el Centro Arbitral fue archivado, según resolución del Tribunal Arbitral número 13 del 03 de agosto de 2023, como consecuencia de la resolución de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia del 12 de mayo del 2022, en la cual acogió el recurso de apelación interpuesto por la Institución demandada y declaró la incompetencia del Tribunal Arbitral para conocer de la disputa. El grupo se encuentra analizando las posibles acciones siguientes para continuar el reclamo.

(4) El Grupo al 31 de diciembre de 2023 tiene constituidos tres (3) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) 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	30/01/2024	9.004.521	USD	3.954,80	\$ 987.316	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	1.118.558	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	30.057.440
<b>Total valoración</b>								<b>\$ 2.294.698</b>	<b>\$ 30.057.440</b>



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

(5) La variación corresponde a la liquidación de las operaciones comerciales de venta y compra financiera de energía, celebradas en el mercado Derivex a través del comisionista. Contiene principalmente el valor de la liquidación de coberturas, la valoración, las garantías y sus rendimientos.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de	
				2023	2022
Derivex S.A. (a)	Comercial	51.348	5%	\$ 192.338	\$ 488.377
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			8.831	7.318
Operadora Distrital de Transporte (b)	Comercial	2.500	20%	-	2.500.000
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (c)	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				<b>\$ 201.169</b>	<b>\$ 2.995.695</b>

(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 2022 el valor de la inversión ascendía a \$488.377, el grupo en diciembre de 2023 adquirió 13.086 acciones de acuerdo al reglamento de adquisición y colocación de acciones por valor de \$211.993 y registró durante el año ajustes a la valoración de la inversión por valor de (\$508.032).

(b) El Grupo, por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S. por un monto de \$2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria. Durante el primer trimestre del 2023 se reclasificó a inversiones medidas bajo el método de participación. Este reconocimiento se realiza bajo la NIC 28, debido a que corresponde a inversión en compañías asociadas con influencia significativa.

(c) 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 2023 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

## 6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 81.189.222	\$ 1.949.246	\$ 130.022.839	\$ 2.551.281
Cuentas por cobrar otros impuestos (2)	23.591.558	66.322.640	34.562.632	94.234.669
Beneficios a empleados por préstamos (3)	2.321.565	35.040.620	1.810.747	28.411.158
Gastos pagados por anticipado (4)	2.023.852	-	937.363	-
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	180.855.434	-	126.565.894
Otras cuentas por cobrar	-	534.400	-	650.325
	<b>\$ 109.126.197</b>	<b>\$ 284.702.340</b>	<b>\$ 167.333.581</b>	<b>\$ 252.413.327</b>

(1) Los anticipos corresponden principalmente 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 \$34.455.997, DIAN \$14.499.116, que corresponde al pago en exceso y/o pago de lo no debido producto de la interpretación de la administración tributaria (DIAN) con relación al IVA en el servicio de alumbrado público, saldo del anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P. sobre compra de energía por \$1.406.829 y anticipo a otros proveedores \$11.187.496.

### Centroamérica

**Guatemala:** Corresponde principalmente a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (Ventas mercado spot) \$12.145.175, Agrícola Cafetalera Palo viejo \$1.911.025, Empresa Agrícola San Francisco \$1.911.025 y otros proveedores \$1.040.907. En el año 2023 Guatemala presenta una disminución con respecto al año 2022, el cual obedece principalmente a: pagos realizados de seguros en el año 2023 por siniestralidad, los cuales fueron registrado en el año 2022 por valor \$51.979.880.

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

**Panamá:** En Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde principalmente a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. para servicios de Business Development \$1.050.500 y a otros proveedores \$3.483, en el no corriente con el tercero Helium Energy Inc. \$1.949.246.

**Costa Rica:** Adquisición de bienes y servicios al proveedor Oceánica de Seguros S.A. por valor de \$2.176.

(2) El saldo al 31 de diciembre de 2023 corresponde a las autorretenciones de ICA \$88.633 de la Sociedad Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

**Centroamérica**

**Guatemala:** Al 31 de diciembre de 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 \$86.548.096.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA de las sociedades así: PH Rio Volcán S.A. \$1.156.729, P.H. Don Pedro S.A \$1.070.174, P.H. Chucás S.A. \$699.435 y Enel Costa Rica CAM S.A.\$118.484.

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2023 corresponde a otros impuestos por \$231.971.

(3) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, el Grupo 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.

(4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a las pólizas constituidas de responsabilidad civil y todo riesgo por \$999.196.

**Centroamérica:**

**Panamá:** Corresponde a primas anuales de seguros de incendios y responsabilidad civil por \$920.423.

**Costa Rica y Guatemala:** Corresponde a seguros de gastos médicos y riesgos de trabajo por \$92.597 y \$11.636, respectivamente.

(5) Al 31 de diciembre del 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$180.855.434 y (\$126.565.894 en 2022) de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de 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 debe cumplir con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando. Se clasifica como largo plazo debido a que su descuento será aplicado mediante la ejecución de proyectos de construcción de infraestructura.

**7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto**

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.765.904.422	\$ 114.555.501	\$ 2.005.199.918	\$ 117.216.616
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	74.319.791	65.243.010	59.073.810	65.934.959
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>2.840.224.213</b>	<b>179.798.511</b>	<b>2.064.273.728</b>	<b>183.151.575</b>
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(221.872.372)	(112.597.117)	(179.990.774)	(111.533.761)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(8.092.644)	(9.946.716)	(6.713.307)	(10.147.705)
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$ 2.610.259.197</b>	<b>\$ 57.254.678</b>	<b>\$ 1.877.569.647</b>	<b>\$ 61.470.109</b>

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

(1) Al 31 de diciembre de 2023, la composición de las cuentas comerciales para Enel Colombia S.A. E.S.P., es la siguiente:

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (c)
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
<b>Cartera de energía (a)</b>						
<b>Cartera No Convenida (a)</b>	<b>\$ 2.053.232.070</b>	<b>\$ 159.045.385</b>	<b>\$ 46.498.165</b>	<b>\$ 132.689.522</b>	<b>\$ 2.391.465.142</b>	<b>\$ 99.042.214</b>
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	-
<b>Cartera Convenida (b)</b>	<b>45.303.916</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45.303.916</b>	<b>10.647.964</b>
Cientes Masivos	20.179.076	-	-	-	20.179.076	4.742.770
Grandes Clientes	11.132.423	-	-	-	11.132.423	2.616.499
Cientes Institucionales	13.992.417	-	-	-	13.992.417	3.288.695
<b>Cartera de energía, bruto</b>	<b>2.098.535.986</b>	<b>159.045.385</b>	<b>46.498.165</b>	<b>132.689.522</b>	<b>2.436.769.058</b>	<b>109.690.178</b>
Deterioro Cartera de energía	(36.841.805)	(45.150.718)	(26.076.415)	(78.445.026)	(186.513.964)	(103.865.464)
<b>Cartera de energía, neto</b>	<b>\$ 2.061.694.181</b>	<b>\$ 113.894.667</b>	<b>\$ 20.421.750</b>	<b>\$ 54.244.496</b>	<b>\$ 2.250.255.094</b>	<b>\$ 5.824.714</b>

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
<b>Cartera de negocios Complementarios y Otros (c)</b>						
Cientes Masivos	128.590.094	477.862	577.254	3.306.516	132.951.726	3.506.616
Grandes Clientes	74.227.613	15.842.460	754.066	4.730.332	95.554.471	1.358.707
Cientes Institucionales	72.811.764	5.509.003	4.539.438	17.768.962	100.629.167	-
<b>Cartera de Negocios</b>	<b>275.629.471</b>	<b>21.829.325</b>	<b>5.870.758</b>	<b>25.805.810</b>	<b>329.135.364</b>	<b>4.865.323</b>
Deterioro Cartera de Negocios Complementarios	(13.707.396)	(6.328.656)	(2.829.878)	(12.492.478)	(35.358.408)	(8.731.653)
<b>Cartera de Negocios</b>	<b>261.922.075</b>	<b>15.500.669</b>	<b>3.040.880</b>	<b>13.313.332</b>	<b>293.776.956</b>	<b>(3.866.330)</b>
<b>Total Cuentas Comerciales, Bruto</b>	<b>2.374.165.457</b>	<b>180.874.710</b>	<b>52.368.923</b>	<b>158.495.332</b>	<b>2.765.904.422</b>	<b>114.555.501</b>
Deterioro Cuentas Comerciales	(50.549.201)	(51.479.374)	(28.906.293)	(90.937.504)	(221.872.372)	(112.597.117)
<b>Total Cuentas Comerciales, Neto</b>	<b>\$ 2.323.616.256</b>	<b>\$ 129.395.336</b>	<b>\$ 23.462.630</b>	<b>\$ 67.557.828</b>	<b>\$ 2.544.032.050</b>	<b>\$ 1.958.384</b>

Al 31 de diciembre de 2022, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (c)
	Cartera Vigente	1-180 días	181-360 días	>360 días		
<b>Cartera de energía (a)</b>						
<b>Cartera No Convenida (a)</b>	<b>\$ 1.525.193.655</b>	<b>\$ 71.996.728</b>	<b>\$ 16.560.567</b>	<b>\$ 189.618.406</b>	<b>\$ 1.803.369.356</b>	<b>\$ 99.073.666</b>
Cientes Masivos	420.656.734	11.471.885	3.938.868	37.395.347	473.462.834	83.547
Grandes Clientes	701.473.748	42.386.565	11.048.827	79.565.181	834.474.321	98.990.119
Cientes Institucionales (b)	172.496.056	2.185.865	1.495.776	57.708.951	233.886.648	-
Otros	230.567.117	15.952.413	77.096	14.948.927	261.545.553	-
<b>Cartera Convenida (c)</b>	<b>29.066.276</b>	<b>2.971.714</b>	<b>455.363</b>	<b>267.372</b>	<b>32.760.725</b>	<b>8.654.314</b>
Cientes Masivos	15.848.576	1.646.961	296.537	133.019	17.925.093	1.808.069
Grandes Clientes	10.632.412	1.228.287	158.826	134.353	12.153.878	6.846.245
Cientes Institucionales	2.585.288	96.466	-	-	2.681.754	-
<b>Cartera De Energía, Bruto</b>	<b>1.554.259.931</b>	<b>74.968.442</b>	<b>17.015.930</b>	<b>189.885.778</b>	<b>1.836.130.081</b>	<b>107.727.980</b>
Deterioro Cartera de energía	(10.138.971)	(8.855.291)	(12.477.406)	(132.143.628)	(163.615.296)	(103.839.360)
<b>Cartera De Energía, Neto</b>	<b>\$ 1.544.120.960</b>	<b>\$ 66.113.151</b>	<b>\$ 4.538.524</b>	<b>\$ 57.742.150</b>	<b>\$ 1.672.514.785</b>	<b>\$ 3.888.620</b>



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

Cartera de negocios Complementarios y Otros (d)	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
	Cartera Vigente	1-180 días	181-360 días	>360 días		
Cientes Masivos	85.799.762	477.862	577.254	3.306.516	90.161.394	6.846.246
Grandes Clientes	65.276.999	559.409	96.266	12.735.746	78.668.420	2.642.390
Cientes Institucionales	103.914	133.669	931	1.509	240.023	-
<b>Cartera de Negocios Complementarios, Bruto</b>	<b>151.180.675</b>	<b>1.170.940</b>	<b>674.451</b>	<b>16.043.771</b>	<b>169.069.837</b>	<b>9.488.636</b>
Deterioro Cartera de Negocios Complementarios	(3.814.037)	(154.785)	(341.851)	(12.064.805)	(16.375.478)	(7.694.401)
<b>Cartera de Negocios Complementarios, Neto</b>	<b>147.366.638</b>	<b>1.016.155</b>	<b>332.600</b>	<b>3.978.966</b>	<b>152.694.359</b>	<b>1.794.235</b>
<b>Total Cuentas Comerciales, Bruto</b>	<b>1.705.440.606</b>	<b>76.139.382</b>	<b>17.690.381</b>	<b>205.929.549</b>	<b>2.005.199.918</b>	<b>117.216.616</b>
Deterioro Cuentas Comerciales	(13.953.008)	(9.010.076)	(12.819.257)	(144.208.433)	(179.990.774)	(111.533.761)
<b>Total Cuentas Comerciales, Neto</b>	<b>\$ 1.691.487.598</b>	<b>\$ 67.129.306</b>	<b>\$ 4.871.124</b>	<b>\$ 61.721.116</b>	<b>\$ 1.825.209.144</b>	<b>\$ 5.682.855</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2023 la variación de las cuentas por cobrar corresponde principalmente a:

- (a) Al 31 de diciembre de 2023 las cuentas por cobrar corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.320.241.337, cartera de alumbrado público por \$55.387.660, trabajos a particulares \$207.001.565, cartera de infraestructura \$7.937.552 y cartera de esquemas regulatorios \$112.694.671.

La cartera estimada al 31 de diciembre 2023 y 2022 asciende a \$472.786.103 y \$366.062.134 respectivamente se detalla así: mercado mayorista \$232.626.773 y \$168.256.519, variación generada por mayor cantidad de energía (235.9 GWh) de acuerdo a cambio de contratos y aumento de precio \$8,53 x IPP. Tarifa promedio diciembre: 295 (incluidos subasta), Cartera estimada mercado no regulado \$227.169.775 y \$191.086.107 variación generada por mayor ingreso por cambio de contratos y aumento de precio \$ 84.27. indexador IPC e IPP. Tarifa promedio 385.27. Cartera estimada de Gas \$6.037.048 y \$6.681.023 variación generada especialmente por la variación de TRM de \$(988,15) en dic/23 con respecto a dic/22 (\$3.822,05 vs \$4810,20); Cartera estimada de bolsa \$6.927.350, provisión de ingreso por reliquidación de transacciones de Bolsa, cartera estimada venta de cenizas \$25.156 y \$38.485 Se vendieron 2.831 toneladas menos en diciembre 2023 con respecto a diciembre de 2022

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Enel Colombia S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 189 de 2019 donde se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado el ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 el Grupo se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$361.396.771 y 351.055.500 respectivamente.

De acuerdo con la emergencia sanitaria social y ecológica originada por el brote del Covid-19, al 30 de septiembre de 2021 la cartera de energía residencial de los estratos del 1 al 4 se sometió a lo estipulado en los artículos 1 y 2 del Decreto 517 del 04 de abril de 2020 y artículos 2 y 3 de la Resolución 058 del 14 de abril de 2020 de la CREG, por las cuales se adoptaron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica todos los comercializadores deberán ofrecer a sus usuarios residenciales de estrato 1 a 4 opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para los demás usuarios regulados, antes de realizar la suspensión del servicio por falta de pago, el comercializador deberá ofrecer opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aplicando las tasas establecidas en la resolución.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$1.120.619 y \$5.243.048, la porción corriente corresponde a \$1.068.525 y \$5.159.501 y no corriente \$52.095 y \$83.547 respectivamente.

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

Adicionalmente, se encuentran los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., que por dificultades internas de flujo de caja del cliente se acuerda ampliar el pago de la factura por \$98.990.119, provisionada al 100%.

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

Las cuentas comerciales corrientes corresponden principalmente a estimados de energía por \$7.769.894, siendo los clientes más representativos: Inversiones en recreación, deporte y salud S.A.S. \$793.763, Crepes & Waffles S.A. \$342.905, Hico Fish S.A.S., \$342.370; Mercados Zapatoca S.A. \$309.352; Caja Colombiana de Subsidio familiar Colsubsidio \$287.215, y Suramericana Comercial S.A.S \$257.454.

**Centroamérica:**

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

Por país los saldos ascienden a:

**Panamá:** Energía facturada \$75.125.871, principalmente por el Grupo Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (Edemet) \$37.865.164, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa) \$5.570.263, Elektra Noreste S.A. (Ensa) \$2.245.825 y Petro Terminal de Panamá \$1.243.424, adicionalmente, una cartera estimada \$81.326.034.

**Guatemala:** Energía facturada por \$11.018.269, principalmente por el Grupo Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Comercializadora y productora de Bebidas Los Volcanes S.A., \$2.043.765., Alimentos y Bebidas Atlántida S.A. \$1.281.457, Embotelladora Central S.A., \$1.642.450., Alimentos Ideal S.A. \$1.620.052, Amerador S.A. \$1.445.079, Cemex Guatemala S.A. \$576.276, , Plásticos Máximo S.A. \$501.185, Industrias de Exportación Universal S.A. \$448.403, Solaris Guatemala S.A. \$397.684, Compañía Internacional de Hoteles S.A. \$252.485, Agribrands Purina de Guatemala S.A.; adicionalmente, una cartera estimada \$31.592.416.

**Costa Rica:** Energía facturada por \$927 y una cartera estimada por \$8.730.465, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (b) La cartera convenida corresponde a convenios entre el grupo 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. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la cartera de corto plazo asciende a \$41.597.418 y \$32.760.725, respectivamente.
- (c) 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 el Grupo.

Año	Al 31 de diciembre de 2023
Entre uno y dos años	\$ 4.859.190
Entre dos y tres años	5.522
Mayor a tres años	611
<b>Total</b>	<b>\$ 4.865.323</b>

- (2) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$58.528.368 y \$59.161.794, por concepto de préstamos de vivienda, educación entre otros. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$10.525.662 y \$6.888.717 respectivamente, con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual, el grupo 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.

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

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura de la línea de distribución por \$15.954.635, cuenta por cobrar a SMN Termocartagena S.A.S. \$24.035.369, Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por el Grupo, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$3.316.645, cuenta por cobrar a Prodiel Colombia S.A.S. \$1.313.958, GE Energías Renováveis LTDA \$1.220.736, Jinko Solar Co., LTD. por concepto de reembolsos \$1.204.476, Enel S.P.A. \$1.053 y otros por \$10.375.390.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 diciembre de 2023, se encuentra principalmente la cartera de empleados por \$59.379.003 y la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

**Centroamérica:**

Al 31 de diciembre de 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$133.068, las cuales corresponden principalmente a Costa Rica por el concepto de costos de arbitraje por al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor de \$3.120.394, las cuales corresponden principalmente a Panamá en el grupo Enel Fortuna S.A. por valor de \$2.935.069, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña el cual garantiza 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:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 185.197.268	\$ 142.993.681
Modelo Simplificado Individual (b)	148.124.646	147.114.775
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>333.321.914</b>	<b>290.108.456</b>
<b>Provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>		
Modelo General Colectivo	18.141.175	16.731.240
<b>Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>	<b>18.141.175</b>	<b>16.731.240</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 351.463.089</b>	<b>\$ 306.839.696</b>

Por el año 2023 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 en el mes de septiembre de 2023. Por otro lado, se presentó la salida en vivo del sistema facturador SAP ISU en el marco del proyecto FARO, en donde el cálculo de las edades de la cartera se calcula por documento.

**(b) Modelo simplificado individual:**

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión mantenimiento e infraestructura Distrito \$581.197.

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

- Provisión de cartera de otros negocios \$14.310.043 principalmente, Ifi Concesión Salinas \$3.896.385; Municipio de Sopo \$3.582.258; Santa Ana Clay S.A. \$2.277.031; Municipio del Colegio \$1.480.031; Municipio de Agua de Dios \$916.368; Municipio Pto Salgar Acueducto \$770.699 y Alcandía Municipal Pto Salgar \$625.571.
- Provisión de cartera de otros negocios \$11.606.780 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. \$6.352.501 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$3.596.791.
- Provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) \$13.482.901.
- Provisión cartera peajes \$952.721.
- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista \$1.681.413. principalmente por incremento de cartera estimada debido a mayor consumo de energía en diciembre 2023 respecto a diciembre 2022, así cambio de PD en para clientes Gecelca a 5,673%.
- Provisión de cartera de esquema padres e hijos \$90.899, el esquema padre e hijos hace referencia a la cartera de clientes corporativos u oficiales, los cuales cuentan con varios puntos de atención, cada uno de estos puntos están asociados a servicios eléctricos diferentes, los cuales son canceladas por padre.

**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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>		
Modelo Simplificado Individual	\$ 1.045.760	\$ 1.545.851
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>\$ 1.045.760</b>	<b>\$ 1.545.851</b>

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

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 2023 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 durante 2023 y 2022:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
<b><u>Cartera Comercial</u></b>		
Saldo inicial al 1 de enero	\$ 308.385.547	\$ 375.676.092
Dotaciones	52.272.854	66.014.393
Usos	(8.149.552)	(133.304.938)
<b>Saldo al 31 de diciembre</b>	<b>\$ 352.508.849</b>	<b>\$ 308.385.547</b>

**Garantías otorgadas por los deudores:**

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel North América, Inc.	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 2.495.550	\$ 2.098.469
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.208.197	2.779.103
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	1.547.086	615.228
Enel Green Power S.P.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.259.586	754.713
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.139.051	2.783.640
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	977.017	-
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	777.503	439.052
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (2)	774.425	1.321.459
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato de mandato (3)	766.925	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	672.270	798.319
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	514.066	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	377.089	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	345.583	1.293.772
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	297.122	686.757
Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	280.146	123.910
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Control Tower Perú	245.179	-
Fontibón Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato de mandato. (4)	216.851	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	149.532	44.264
E-distribución Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	137.785	-
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (1)	98.596	85.005
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
Enel North América INC	Colombia	Otra (*)	Expatriados (1)	30.328	-
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	27.077	43.331
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	11.864	-
Colombia ZE S.A.S	Colombia	Asociada	Otros servicios	11.864	-
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (1)	4.087	69.314
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	-	132.752
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (1)	-	46.711
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Prestación de servicios	-	854.000
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	-	407.608
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Reembolsos póliza covid19	-	12.791
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Descuento de energía	-	46.013
Kino Facilities Manager S.A. de C.V.	Mexico	Otra (*)	Expatriados (1)	-	183.198
				<b>\$ 15.835.483</b>	<b>\$ 16.090.113</b>

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

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

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar a relacionadas por valor de \$48.656 para el año 2023, en el año 2022 se presentó un deterioro por \$17.050.

- (1) La variación corresponde principalmente a los movimientos de provisión año 2022 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia.
- (2) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, la disminución corresponde principalmente a recaudos durante el 2023 por (\$1.187.636). Causación de servicios año 2023 por \$640.602.
- (3) Corresponde a la cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; así como, el suministro de cargadores e-bus derivado del contrato de construcción del patio ubicado en la localidad de Usme de la ciudad de Bogotá D.C., la variación corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$376.336.583). Los saldos a 31 de diciembre de 2023 corresponden a contratos de mantenimiento, administración y suministro de equipos suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Usme Z.E. S.A.S realizada en el mes de abril 2023.
- (4) La variación corresponde a los contratos de mantenimiento y administración suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Fontibón Z.E. S.A.S. realizada en el mes de abril 2023.

**Cuentas por pagar a entidades relacionadas**

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (1)	\$ 73.387.275	\$ 196.148.881	\$ 92.371.563	\$ 339.162.179
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	38.747.757	-	341.079	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	8.632.566	-	14.441.519	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	3.618.226	-	54.265.534	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	509.151	-	332.969	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	44.101.114	-	105.053.782	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.350.130	-	1.930.360	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyectos (7)	-	834.068	-	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	21.889.091	-	38.712.981	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	16.601.707	-	1.149.536	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	6.359.600	-	8.897.477	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (4)	1.661.925	-	10.173.919	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Reembolso gastos	716.719	-	-	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	401.909	-	124.412	-
Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Energía	16.549.979	-	3.249.483	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	12.545.675	-	6.822.632	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	5.774.461	-	8.347.242	-
Enel Services Mexico S.A	México	Otra (*)	Energía	3.479.969	-	-	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	2.412.623	-	2.933.579	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	2.344.496	-	2.257.991	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	1.992.281	-	2.440.477	-
Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	1.864.021	-	1.985.406	-
Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Otra (*)	Impatriados	124.113	-	164.890	-
Fundacion Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	1.180.000	-	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	426.784	-	1.410.731	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	126.965	-	218.852	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	101.210	-	-	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	-	120.962	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	-	-	658.798	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	17.417	-	-	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	9.994	-	12.152	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	239	-	261.695	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	134.512	-
Enel Global Thermal Generation S.R	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	-	-	9.518.443	-
Enel Global Thermal Generation S.R	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	-	673.153	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (8)	-	26.544.187	-	33.406.887
Enel Green Power Romania S.R.L.	Romania	Otra (*)	Impatriados	-	-	1.925.349	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	-	-	441.238	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Capitalización (6)	-	2.905.606	-	-
Energía y Servicios South Am	Chile	Otra (*)	Otros servicios	-	-	61.987	-
Fontibón Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (5)	-	8.481.110	-	-
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	-	-	843.207	-
Kino Facilities Manager S.A. DE CV	México	Otra (*)	Servicios de ingeniería y construcción	-	-	4.733.882	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (5)	-	11.475.464	-	-
				<b>\$ 266.929.547</b>	<b>\$ 246.389.316</b>	<b>\$ 377.013.942</b>	<b>\$ 372.569.066</b>

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

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

- Corresponde a préstamo para financiar la construcción de 7 plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031.
- La variación corresponde principalmente al efecto neto de pago de facturas de los servicios informáticos del año 2022 y primer semestre de 2023, provisiones de los servicios no facturados durante el segundo semestre 2023, todo relacionados con los sistemas y aplicaciones Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications, Global Travel, entre otros así: Enel Grids: facturas pagadas por (\$69.299.104) provisiones al cierre de diciembre \$17.466.881. Enel Global Services: facturas pagadas por (\$29.458.177), provisiones al cierre de diciembre \$10.010.182.
- Corresponde a costo de horas hombre por servicios de profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi, la disminución corresponde principalmente a los pagos realizados durante el año 2023 por servicios provisionados en el año 2022 \$8.039.714.

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

- (4) Corresponde a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi, la disminución se da principalmente por el pago de los servicios año 2022 durante el primer trimestre 2023 por \$10.070.004.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) Aportes recibidos para el proyecto Enelflex que será desarrollado con la participación de Enel Grids Srl, Gridspertise Srl, Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Politécnico de Milán, cofinanciado por el Programa de Naciones Unidas, este proyecto impulsará la iniciativa “Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)” de la Agencia Internacional de Energía (AIE), esta iniciativa será a 4 años.
- (8) 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 de liquidación–disolución y se espera que durante el año 2023 la oficina de impuestos finalice la auditoría y emita solvencia para entrar en acuerdo de disolución–liquidación. Una vez sea emitido el certificado de resolución fiscal, Generadora Montecristo S.A. cancelará la deuda.

**Efectos en resultados con entidades relacionadas**

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Edistribución Redes Digitales, S.L.U.	Expatriados	\$ 137.783	\$ -
E-Distribuzione S.p.a.	Diferencia en Cambio	2.158	-
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	392.845	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Servicios off-shore	1.081.335	-
Enel Américas S.A.	Expatriados	9.203	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	306.863	56.908
Enel Chile S.A.	Diferencia en Cambio	45.122	-
Enel Distribución Chile S.A.	Servicios Control Tower	232.160	-
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	38.716	299.916
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en Cambio	476	50.203
Enel Distribución Perú S.A.	Servicio Control Tower	419.155	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en Cambio	4.054	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	142.586	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en Cambio	2.974	-
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	3.112.817	-
Enel Global Trading S.p.a.	Diferencia en Cambio	192.101	109.856
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	156.235	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en Cambio	936.090	530.357
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	126.879	86.714
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	82.163	97.347
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en Cambio	199.266	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Technical Fee	1.377.349	12.936.521
Enel Green Power S.P.A. Glo	Diferencia en Cambio	1.177.852	834.176
Enel Green Power S.P.A. Glo	Expatriados	240.495	255.752
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	4.249.166	-
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	441.397	-
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	9.353	-
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	112.052	-
Enel North America Inc	Expatriados	967.676	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	1.144.696	736.073
Enel S.P.A.	Expatriados	1.280.228	2.050.213
Enel Services México S.A.	Expatriados	360.700	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	1.026.286	515.011
Eolica Zopiloapan S.A. de CV	Diferencia en Cambio	432.596	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	174.383	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios Admin	893.420	2.032
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación Navideña	560.034	-
		<b>\$ 22.068.664</b>	<b>\$ 18.561.079</b>

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

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	\$ 119.153	\$ -
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Diferencia en cambio	125.492	20.882
Enel Brasil S.A.	Impatriados (2)	380.168	56.908
Enel Brasil S.A.	Diferencia en Cambio	56.127	-
Enel Chile S.A.	Impatriados	183.909	120.962
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos (1)	76.762	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.280	108.308
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	22.762	299.916
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en Cambio	26.112	-
Enel Energía, S.A. DE C.V.	Compra de energía	42.474.173	-
Enel Finance International S.R.L.	Gasto Financiero	58.939.448	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	210.934	211.795
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	5.772	50.203
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	13.104.207	10.017.486
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	-	2.524.269
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos (1)	2.402.279	2.419.821
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	3.545	109.856
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	530.357
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	97.347
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	-	86.714
Enel Green Power Romania Srl	Impatriados (2)	472.398	790.883
Enel Green Power Romania Srl	Diferencia en Cambio	-	156.459
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	6.968.928	935.629
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	2.317.501	12.936.521
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	1.561.337	834.176
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	-	255.752
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	22.064.013	11.556.263
Enel Grids S.R. L.	Impatriados (2)	2.286.044	1.660.926
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	-	2.509.994
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	292.747	474.691
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	15.964
Enel Italia S.R.L.	Impatriados	-	211.566
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	80.035
Enel North América, Inc.	Expatriados	937.348	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en Cambio	29.831	-
Enel S.P.A.	Servicios Informáticos (1)	6.748.111	5.027.025
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	-	736.073
Enel S.P.A.	Expatriados	28.612.108	2.050.213
Enel S.P.A.	Garantía e intereses (3)	1.258.874	9.184.030
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	8.036.465	2.169.992
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	110.440	515.011
Energía y Servicios South América	Otros servicios	-	11.592
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	4.036.424	2.466.445
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	86.754	54.961
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	262.990	161.840
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros Servicios	11.444	2.032
Usme Z.E. S.A.S.	Gasto Financiero	727.265	-
Cesi S.p.A.	Diferencia en cambio	-	2.100
E-distribuzione S.P.A.	Diferencia en cambio	-	1.755
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Impatriados	-	182.647
<b>Total</b>		<b>\$ 204.953.145</b>	<b>\$ 71.639.399</b>

- (1) El aumento corresponde principalmente a que las transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022 en Codensa S.A. E.S.P. y EGP Colombia S.A.S. E.S.P, se trasladaron al patrimonio. En el año 2023 no se tiene este efecto y se muestra el resultado total del año.
- (2) El incremento corresponde principalmente al cobro por concepto de bonos de fidelización y bonos de productividad pagados a personal expatriado en el año 2023 por \$1.379.960.
- (3) Para el año 2023 las garantías del Grupo no se toman por medio de Enel S.p.A., sino directamente con las entidades financieras, actualmente solo se registra la comisión intercompany que permanecerá hasta el vencimiento de las garantías constituidas con Enel S.P.A. en el año 2022.

#### Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

##### Junta Directiva

El Grupo cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos



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

de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva vigente al 31 de diciembre de 2023, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria llevada a cabo el 12 de julio de 2023.

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 12 de julio de 2023 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 109 celebrada el 12 de julio de 2023, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

<b>Renglón</b>	<b>Principal</b>	<b>Suplente</b>
Primero	Luciano Tommasi	Francesco Bertoli
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Maurizio Rastelli
Tercero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Cuarto	Carolina Soto Losada	Felipe Castro Pachón
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raúl Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

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:**

<b>Tercero</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Vargas Lleras José Antonio	\$ 147.894	\$ 127.949
Ortega López Juan Ricardo	116.960	127.709
Martinez Ortiz Astrid	116.960	118.777
Tabares Ángel Jorge Andrés	116.960	109.844
Soto Losada Carolina	98.713	118.777
Caldas Rico Andrés	67.069	109.844
Rubio Díaz Lucio	61.913	136.641
Tommasi Luciano	55.047	-
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	18.957	-
Pachon Castro Felipe	18.247	-
Villasante Losada Alvaro*	-	36.194
Rastelli Maurizio**	-	9.040
<b>Total general</b>	<b>\$ 818.720</b>	<b>\$ 894.775</b>

\* En 2023 no presenta movimiento debido a que hizo parte en la Junta directiva hasta febrero de 2022.

\*\* En 2023, no presenta movimiento debido a que no fue requerido como miembro suplente para este periodo.

**Personal clave de la Gerencia**

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

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Periodo 2023</b>
Lucio Rubio Díaz	Gerente	enero – mayo
Luciano Tommasi	Gerente	junio – diciembre
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero – diciembre
Fernando Gutiérrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero – diciembre
Francesco Bertoli	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 – diciembre

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

Las remuneraciones devengadas por el personal clave del Grupo Enel Colombia S.A E.S.P., del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 ascienden a \$7.286.738. Estas remuneraciones incluyen los salarios y bonificaciones así:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
Remuneraciones	\$	6.176.847	\$	6.955.482
Beneficios a corto plazo		535.791		1.452.147
Beneficios a largo plazo		574.100		1.433.334
	<b>\$</b>	<b>7.286.738</b>	<b>\$</b>	<b>9.840.963</b>

**Planes de incentivos al personal clave de la gerencia**

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

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, 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.

Al 31 de diciembre de 2023, se reconocieron bonos de retiro por valor de \$555.480.

**9. Inventarios, neto**

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$	330.566.597	\$	290.289.310
Carbón (2)		93.094.667		86.464.724
Transformadores (3)		56.681.028		46.094.006
Bonos de carbono CO2 (4)		23.573.288		90.656
Inventario en tránsito (5)		19.906.311		-
Materiales no eléctricos (1)		6.049.392		10.220.806
Otros inventarios		3.137.279		3.307.773
Fuel oil (6)		1.975.748		32.550.531
<b>Total inventarios</b>	<b>\$</b>	<b>534.984.310</b>	<b>\$</b>	<b>469.017.806</b>

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

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
Repuestos y materiales (a)	\$	345.339.255	\$	307.932.335
Provisión de materiales (b)		(8.723.266)		(7.422.219)
<b>Total otros Inventarios</b>	<b>\$</b>	<b>336.615.989</b>	<b>\$</b>	<b>300.510.116</b>

(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 2023.

Adicionalmente, \$672.263 la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. correspondientes a la compra de 280 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.

Inventarios Centroamérica	
País	Valor
Guatemala	\$ 22.669.700
Panamá	9.690.729
Costa Rica	1.540.989
<b>Total Inventarios Centroamérica</b>	<b>\$ 33.901.418</b>

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

(b) Al 31 de diciembre de 2023 se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2023 por \$1.189.651, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución, así mismo se constituye provisión de obsolescencia correspondiente a materiales eléctricos y accesorios para los proyectos de redes y subestaciones por \$2.999.590 para la vigencia 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P.; para el segmento de generación se realizó el uso de la provisión de central Cartagena constituida en el 2022 por \$3.237.

**Centroamérica:**

En las compañías de Centroamérica, Panamá tiene al 31 de diciembre de 2023 una provisión de obsolescencia por \$1.955.819.

- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte al 31 de diciembre de 2023 y con respecto al corte del 31 de diciembre de 2022, el mayor valor del inventario registrado se debe al incremento de las compras del combustible para atender el alto consumo como consecuencia de la presencia del Fenómeno del Niño, especialmente en el último trimestre del año, y mantener el almacenamiento a máxima capacidad para garantizar la operación durante dicho Fenómeno y su duración esperada hasta el primer semestre de 2024.
- (3) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2023.
- (4) Al 31 de diciembre de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$78.330.801 y valor en libros \$23.573.288 correspondientes a:

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
<b>Total, bonos emitidos</b>	<b>6.389.654</b>	<b>\$ 78.330.801</b>
<b>Total, bonos vendidos</b>		<b>\$ 54.757.513</b>
<b>Total, reconocimiento bonos de carbono</b>		<b>\$ 23.573.288</b>

- (5) Al 31 de diciembre de 2023 se incluye la 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 catalogan actualmente como inventario en tránsito.
- (6) Fuel Oil Al 31 de diciembre de 2023, con respecto al 31 de diciembre de 2022, el valor del inventario de combustóleo disminuyó debido a la venta de la Central Cartagena, la transferencia de la propiedad al nuevo dueño se realizó a partir del 1 de diciembre de 2023.

**10. Activos y pasivos mantenidos para la venta**

El Grupo, al 31 de diciembre de 2023 tiene activos mantenidos para la venta por \$424.508.687, los cuales se describen a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Proyecto Windpeshi (1)	\$ 424.247.550	\$ -
Propiedades, planta y equipo (2)	261.138	261.138
Otros activos mantenidos para la venta (3)	-	848.746.761
Pasivos mantenidos para la venta (3)	-	114.332.710
<b>\$</b>	<b>424.508.688</b>	<b>\$ 963.340.609</b>

- (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, al cierre del año 2023, los activos asociados a este proyecto se reclasificaron como activos mantenidos para la venta. (ver notas 13 y 14).

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

(2) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre el Grupo y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

Una bodega (edificio y terreno) ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca), actualmente se tiene un contrato de arrendamiento en el cual el comprador es el arrendatario.

El terreno denominado Waku-Waku ubicado en la ciudad de Bogotá, sobre el cual se ha firmado un contrato de derechos fiduciarios.

El 30 de junio de 2022 se cumplió el hito del segundo pago por valor de \$6.100.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$5.412.112 y bodega Facatativá por \$687.888.

El 29 diciembre de 2022 se recibió el tercer abono por valor de \$5.000.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$2.902.348 y bodega Facatativá por \$2.097.652.

Al 31 de diciembre de 2022 se protocolizó la venta del Lote Waku-Waku mediante la escritura 2345-22 de la notaría 70 por el cual se realizó la transferencia de dominio, adicionalmente la venta de la bodega Facatativá se realizó parte de la protocolización de la venta a través de la escritura 2346-22, al 30 de junio de 2023 se encuentra en proceso de protocolización en virtud de la licencia de subdivisión del predio por valor en libros de \$261.138.

Teniendo en cuenta la formalización del proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta, se clasifican como activos mantenidos para la venta por el valor en libros, que es inferior al valor razonable de los activos.

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>
<b>Propiedades, planta y equipo, neto</b>	
Terrenos Bodega Facatativá	\$ 261.138
	<b>\$ 261.138</b>

(3) Otros activos y pasivos mantenidos para la venta a diciembre 2022.

**Compañías ZE: (Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S.)**

El 17 de junio de 2020 las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. en adelante (Enel) y MPCÍ Ebus Colombia Holdings S.A.S. en adelante (AMP), firmaron un acuerdo comercial para el desarrollo de negocios de vehículos para transporte público eléctrico en la modalidad de transporte masivo terrestre. Como producto de la estrategia comercial, se dio la oportunidad de negocio en el Proyecto Transmilenio 2.1. Por consiguiente, propuso participar en las Unidades Funcionales (i) UF7 - Fontibón IV ("UF7"), y (ii) UF13 - Usme II licitadas en este proyecto.

El 30 de diciembre de 2020, TMSA adjudicó el Proyecto Transmilenio a Bogotá ZE S.A.S., subsidiaria de propiedad de, Colombia ZE S.A.S., la cual a su vez es subsidiaria de propiedad total del Vendedor: conforme a las bases de licitación del Proyecto Transmilenio, Bogotá ZE S.A.S. constituyó las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. en adelante (SPV).

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 dentro del proceso de selección abreviada No. TMSA-SAM-14-2020 y TMSA-SAM-15-2020. Los contratos de concesión No. 107 y 108 de 2021, fueron firmados con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio- Transmilenio S.A. en adelante (TMSA) el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual fue constituida el 20 de octubre de 2020, a su vez los accionistas de Bogotá ZE S.A.S. al 30 de junio de 2022 eran Enel Colombia S.A. E.S.P. con una participación del 62,994% de sus acciones y Colombia ZE S.A.S. con un 37,005 % de sus acciones.

El 19 de julio de 2022 mediante el acta N.º 10 correspondiente a "Reunión extraordinaria Asamblea de Accionista Único Colombia ZE S.A.S.", se aprobó la capitalización de la sociedad Colombia ZE S.A.S. con un aporte en especie por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. de 317.248.010 acciones que tiene en la sociedad Bogotá ZE S.A.S., con una participación por un valor nominal más una prima en colocación que aporta en especie por \$31.724.801.

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

Según lo anterior, el único accionista de Bogotá ZE S.A.S. es la sociedad Colombia ZE S.A.S. la cual fue constituida el 17 de abril de 2018, con un único accionista Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a el Grupo AMPCI Ebus Developments LLC (AMP) el cumplimiento de las condiciones para la venta.

El 14 de diciembre de 2022 se firmó el acuerdo de compra entre Enel Colombia S.A. E.S.P. (comprador) y AMPCI Ebus Colombia Holdings S.A.S. (vendedor), considerado, que cada uno de los SPV de la Concesión ha cumplido con sus obligaciones en virtud del Contrato de Concesión correspondiente, incluida la creación de los fondos fiduciarios (patrimonios autónomos), la provisión de la Flota y la construcción y entrega de la Infraestructura de Apoyo pertinente (Infraestructura de Soporte) de las Unidades Funcionales, en cada caso a satisfacción de TMSA, de conformidad con los términos y condiciones de los Contratos de Concesión y las bases de licitación del Proyecto Transmilenio.

A la fecha de suscripción de este Acuerdo, (i) Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente tiene 5.503.986 acciones ordinarias de Colombia ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Colombia ZE S.A.S., (las "Acciones Existentes"); (ii) Colombia ZE S.A.S. actualmente tiene 5.186.737 acciones ordinarias de Bogotá ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Bogotá ZE S.A.S.; (iii) Bogotá ZE S.A.S., actualmente tiene 38.942.000.000 acciones ordinarias de Fontibón ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Fontibón ZE S.A.S., y (b) 51.936.000. acciones ordinarias de Usme ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Usme ZE S.A.S.

Por lo cual, las Partes han acordado que durante el primer trimestre del año 2023, el comprador (a) adquirirá las acciones compradas del vendedor y (b) suscribirá las acciones emitidas de Colombia ZE S.A.S. y como resultado de estas transacciones, AMP obtendrá el 80% del capital social de Colombia ZE S.A.S., lo cual conduce a 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 Fontibón ZE S.A.S., y Usme ZE S.A.S., subsidiarias, de Bogotá ZE S.A.S.

Por lo anterior, al 31 de diciembre de 2022, y según la disposición de la Norma Internacional de Información Financiera Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta (NIIF 5), el Grupo reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S., y Fontibón ZE S.A.S., como mantenidos para la venta, según los conceptos que se detallan a continuación:

	Colombia ZE S.A.S.	Bogotá ZE S.A.S.	Usme ZE S.A.S.	Fontibón ZE S.A.S.	Saldo al 31 de diciembre 2022	Reclasificación	Saldo a 31 de diciembre de 2022
<b>ACTIVOS</b>							
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>							
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 5.137.622	\$ 152.057	\$ 10.751.208	\$ 25.545	\$ 16.066.432	\$ (16.066.432)	\$ -
Otros activos financieros	-	-	15.791.483	13.665.802	29.457.285	(29.457.285)	-
Otros activos no financieros	132.896	-	45.720.116	33.120.545	78.973.557	(78.973.557)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras	-	-	9.968.366	8.279.772	18.248.138	(18.248.138)	-
Cuentas por cobrar, neto	68.829	-	11.880.332	2.871.945	14.821.106	(14.821.106)	-
Activos por impuestos	-	-	-	-	-	157.566.518	157.566.518
Activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>5.339.347</b>	<b>152.057</b>	<b>94.111.505</b>	<b>57.963.609</b>	<b>157.566.518</b>	<b>-</b>	<b>157.566.518</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>							
Otros activos financieros	931	-	349.780.667	267.023.700	616.805.298	(616.805.298)	-
Otros activos no financieros	-	-	-	4.264.185	4.264.185	(4.264.185)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras	-	-	(711.384)	(543.127)	(1.254.511)	1.254.511	-
cuentas por cobrar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar a entidades	-	-	10.748.199	7.942.630	18.690.829	(18.690.829)	-
relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el	118.837.917	118.726.301	-	-	237.564.218	(237.564.218)	-
método de la participación	-	-	19.950.900	30.473.531	50.424.431	(50.424.431)	-
Propiedades, planta y equipo	1.050	-	-	-	1.050	(1.050)	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	926.495.500	926.495.500
Activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>118.839.898</b>	<b>118.726.301</b>	<b>379.768.382</b>	<b>309.160.919</b>	<b>926.495.500</b>	<b>-</b>	<b>926.495.500</b>
<b>Eliminaciones y reclasificaciones</b>						<b>(235.054.119)</b>	<b>(235.054.119)</b>
<b>Total Activos Mantenidos Para La Venta</b>	<b>124.179.245</b>	<b>118.878.358</b>	<b>473.879.887</b>	<b>367.124.528</b>	<b>1.084.062.018</b>	<b>(235.054.119)</b>	<b>849.007.899</b>

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

	Colombia ZE S.A.S.	Bogotá ZE S.A.S.	Usme ZE S.A.S.	Fontibón ZE S.A.S.	Saldo al 31 de diciembre 2022	Reclasificación	Saldo a 31 de diciembre de 2022
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>							
Otros pasivos financieros	-	-	2.402.275	3.770.634	6.172.909	(6.172.909)	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, neto	7.368	59.451	3.253.891	6.550.012	9.870.722	(9.870.722)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	376.336.584	236.671.074	613.007.658	(613.007.658)	-
Pasivos por impuestos	132.330	-	18.183.635	5.435.755	23.751.720	(23.751.720)	-
Provisiones por beneficios a los empleados	-	-	43.193	49.811	93.004	(93.004)	-
Otros pasivos no financieros	573	-	1.215.272	1.661.920	2.877.765	(2.877.765)	-
Pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	655.773.778	655.773.778
<b>Total de pasivos corrientes</b>	<b>140.271</b>	<b>59.451</b>	<b>401.434.850</b>	<b>254.139.206</b>	<b>655.773.778</b>	<b>-</b>	<b>655.773.778</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>							
Otros pasivos financieros	-	-	18.038.167	27.997.280	46.035.447	(46.035.447)	-
Otras provisiones	-	-	490.049	390.655	880.704	(880.704)	-
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	5.681.601	14.078.049	19.759.650	(19.759.650)	-
Pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	66.675.801	66.675.801
<b>Total de pasivos no corrientes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24.209.817</b>	<b>42.465.984</b>	<b>66.675.801</b>	<b>-</b>	<b>66.675.801</b>
<b>Eliminaciones y reclasificaciones</b>						<b>(608.116.869)</b>	<b>(608.116.869)</b>
<b>Total Pasivos Directamente Asociados Con Activos Mantenidos Para La Venta</b>	<b>\$ 140.271</b>	<b>\$ 59.451</b>	<b>\$ 425.644.667</b>	<b>\$ 296.605.190</b>	<b>\$ 722.449.579</b>	<b>(\$ 608.116.869)</b>	<b>\$ 114.332.710</b>

Así mismo, el Grupo ha realizado el deterioro de estos activos mantenidos para la venta, de acuerdo con el valor de compra fijado de la sociedad Colombia ZE S.A.S. siendo este inferior al valor en libros registrado. A continuación, se detalla el valor del deterioro:

	Saldo a 31 de diciembre 2022	Colombia ZE S.A.S.	Bogotá ZE S.A.S.	Usme ZE S.A.S.	Fontibón ZE S.A.S.	Total a 31 de diciembre 2022
<b>Activos</b>	\$	124.179.245	\$ 118.878.358	\$ 473.879.887	\$ 367.124.528	\$ 1.084.062.018
<b>Pasivos</b>		(140.271)	(59.451)	(425.644.667)	(296.605.190)	(722.449.579)
<b>Patrimonio</b>		(124.038.974)	(118.818.907)	(48.235.220)	(70.519.338)	(361.612.439)
Capital		5.503.986	503.610	104.872	392.420	6.504.888
Prima		49.894.515	49.758.360	10.283.328	38.750.580	148.686.783
Perdidas/Utilidades acumuladas		6.886.071	18.870.285	792.439	23.808.338	50.357.133
Perdida/Utilidad del periodo		60.375.890	39.910.041	29.560.965	5.285.004	135.131.900
ORl		1.378.512	9.776.611	7.493.616	2.282.996	20.931.735
<b>Total Capital y Prima</b>		<b>55.398.501</b>	<b>50.261.970</b>	<b>10.388.200</b>	<b>39.143.000</b>	<b>155.191.671</b>
<b>Valor razonable (80% sobre capital y prima)</b>		<b>44.318.801</b>	<b>40.209.576</b>	<b>8.310.560</b>	<b>31.314.400</b>	<b>124.153.337</b>
<b>Valor en libros</b>						
Activos (80%)		99.343.396	95.102.686	379.103.910	293.699.622	867.249.614
Pasivos (80%)		(112.217)	(47.561)	(340.515.734)	(237.284.152)	(577.959.664)
<b>Total valor en libros</b>	<b>\$</b>	<b>99.231.179</b>	<b>\$ 95.055.125</b>	<b>\$ 38.588.176</b>	<b>\$ 56.415.470</b>	<b>\$ 289.289.950</b>
<b>Deterioro (*)</b>						<b>54.912.378</b>

(\*) El deterioro se calcula sobre el 80% de los activos y pasivos de Colombia ZE, vs el monto de la oferta realizada por AMP (ver nota 44)

## 11. Activos por impuesto de renta

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

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	<b>Al 31 de diciembre 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Anticipo por impuesto de renta (CAM)	\$ 98.762.893	\$ 10.550.736
Autorretenciones y retención en la fuente	4.809.159	3.506.591
Anticipo de renta año	2.420.336	2.420.336
Saldos a favor renta	69.738	23.588
Descuentos tributarios y retención en la fuente	-	85.070
Impuesto de renta corriente	-	(74.695)
<b>Activo por impuesto corriente</b>	<b>\$ 106.062.126</b>	<b>\$ 16.511.626</b>

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.

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Autorretenciones a favor 2020	\$ 2.420.336	\$ 2.420.336
Menor valor de anticipo 2020	2.420.336	2.420.336
Autorretenciones a favor 2019	1.002.035	1.002.035
<b>Activo por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 5.842.707</b>	<b>\$ 5.842.707</b>

- Compañías Centroamericanas

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre 2022</b>
Total sociedades Panamá (*)	\$ 92.482.584	\$ 4.585.998
Total sociedades Costa Rica	6.280.309	5.964.738
<b>Total anticipo impuesto de renta</b>	<b>\$ 98.762.893</b>	<b>\$ 10.550.736</b>

(\*) Incremento por anticipo de ISR (impuesto sobre renta) y de impuesto complementario dados principalmente en Enel Fortuna S.A.

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

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre 2022</b>
Autorretención especial (*)	\$ 1.264.322	\$ 13.331
Anticipo de renta – Retenciones practicadas	90.271	565
Saldo a favor Renta	13.900	4
<b>Activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 1.368.493</b>	<b>\$ 13.900</b>

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

- Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre 2022</b>
Saldo a favor año anterior	\$ -	\$ 23.584
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente	-	84.505
Autorretenciones de retención en la fuente	-	15.051
Impuesto sobre la renta y complementarios corrientes	-	(74.695)
<b>Saldo por pagar impuesto de renta y complementarios</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 48.445</b>

- Atlántico Photovoltaic S.A.S.

**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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos a favor renta	\$ 45.024	\$ -
Retención en la fuente	17.125	-
Autorretención especial	15.070	45.024
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 77.219</b>	<b>\$ 45.024</b>

- Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos a favor renta	\$ 10.814	\$ -
Autorretención especial	-	10.814
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 10.814</b>	<b>\$ 10.814</b>

## 12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Usme ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	739.653.977	20,0000%	\$ 19.868.101	\$ -
Fontibón ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	434.359.750	20,0000%	15.834.410	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (2)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	10.054.171	14.584.815
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada	6.014	40,0000%	5.514.141	-
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (4)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	3.180.589	-
Colombia ZE S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	5.186.737	20,0000%	203.101	-
Bogotá ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	503.609.700	20,0000%	86.205	-
					<b>\$ 54.740.718</b>	<b>\$ 14.584.815</b>

- (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.
- (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.
- (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:



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

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
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)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	3.402.941
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	47.154	13.786.270	13.833.424	26.280
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	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 392.397.558	\$ 531.761.657
Otros activos intangibles identificables (5)	389.676.773	420.713.722
<i>Construcciones y avances de obras</i>	339.046.873	354.838.687
<i>Otros recursos intangibles</i>	50.629.900	65.875.035
Programas informáticos (2)	333.592.873	301.296.015
Concesiones (3)	261.193.328	658.478.961
Derechos y servidumbres (4)	90.083.310	95.405.232
Costos de desarrollo	27.568.973	37.254.821
Licencias	4.748.760	9.069.656
<b>Activos intangibles, neto</b>	<b>\$ 1.499.261.575</b>	<b>\$ 2.053.980.064</b>
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos (1)	428.591.631	539.399.396
Otros activos intangibles identificables	435.277.222	469.072.009
<i>Construcciones y avances de obras</i>	339.046.873	354.838.687
<i>Otros recursos intangibles</i>	96.230.349	114.233.322
Programas informáticos (2)	851.054.483	692.031.409
Concesiones (3)	1.280.688.387	1.919.403.139
Derechos y servidumbres (4)	163.303.223	164.002.110
Licencias	93.243.845	93.488.301
Costos de desarrollo	62.528.219	71.652.225
<b>Activos Intangibles, bruto</b>	<b>\$ 3.314.687.010</b>	<b>\$ 3.949.048.589</b>
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(36.194.073)	(7.637.739)
Otros Activos intangibles identificables	(45.600.449)	(48.358.287)
Programas informáticos	(517.461.610)	(390.735.394)
Concesiones	(1.019.495.059)	(1.255.098.838)
Deterioro concesión	-	(5.825.340)
Derechos y servidumbres	(73.219.913)	(68.596.878)
Licencias	(88.495.085)	(84.418.645)
Costos de desarrollo	(34.959.246)	(34.397.404)
<b>Amortización acumulada de activos intangibles</b>	<b>\$ (1.815.425.435)</b>	<b>\$ (1.895.068.525)</b>

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

Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW. La disminución en diciembre 2023 con respecto al 2022 corresponde principalmente al efecto en tasas de cambios (3.822,05 diciembre 2023 vs 4.810,20 diciembre 2022).

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. se presentan software asociados con los siguientes proyectos:

**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 enero al 31 de diciembre de 2023
Proyecto Billing Faro	\$ 33.122.626
Proyecto UNIQUE ID	27.312.682
Proyecto E-Home	12.754.299
Smaet tacking	8.829.932
Cyber security	7.287.109
SAP ERP	6.982.743
Tool-Asset Inventory	6.692.335
AURORA-Complex project advanced mon	6.183.121
Proyectos Liquidadores	5.342.081
Local System	5.230.433
Licencias Salesforce, E4E, Doxe QlikSense	4.831.001
CRM Architectural Convergence	4.717.042
Network Advanced Services	4.698.727
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	3.860.691
Proyecto SAMAN	3.580.990
Virtual Visit and cust. Self	3.211.781
Enel Center Hub Operations	2.949.672
GLOBAL FRONT OFFICE Intercompany	2.507.591
Proyectos M&F Smile	2.453.057
Evolutivos técnicos y de negocio	2.128.893
Proyectos Management (ambientes de desarrollo)	1.938.325
Proyecto Datalaka	767.982
Proyecto Customer B2B/G	730.634
Roboticks y drones	196.819
Projects Global Data Platform	82.630
<b>Total</b>	<b>\$ 158.393.196</b>

(3) Las concesiones corresponden a:

• **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. Por otra parte, se presenta baja del intangible 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 US \$61.957.819. La disminución en diciembre 2023 con respecto al 2022 corresponde principalmente al efecto en tasas de cambios (3.822,05 diciembre 2023 vs 4.810,20 diciembre 2022)

Costa Rica	
Costo	\$ 1.108.696.137
Amortización	(948.935.786)
Neto Concesiones	\$ 159.760.351

• **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. La disminución en diciembre 2023 con respecto al 2022 corresponde principalmente al efecto en tasas de cambios (3.822,05 diciembre 2023 vs 4.810,20 diciembre 2022)

Panamá	
Costo	\$ 171.992.250
Amortización	(70.559.273)
Neto Concesiones	\$ 101.432.977

(4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la

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

Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años.

Dentro de las servidumbres las más significativas son: Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT de Nueva Esperanza a las diferentes Subestaciones y proyecto El Paso, La Loma y Fundación.

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

La amortización al 31 de diciembre de 2023 y 2022 corresponde a \$4.623.035 y \$2.893.229, respectivamente.

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

	Costos de desarrollo	Concesiones	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Costos por contratos	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
<b>Saldo inicial 01 de enero de 2022</b>	<b>\$ 1.406.386</b>	<b>\$ 7.228.914</b>	<b>\$ 39.986.109</b>	<b>\$ 3.573.489</b>	<b>\$ 38.328.644</b>	<b>\$ 96.104.663</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 186.628.205</b>
Adiciones	-	-	685.000	-	762.542	250.808.658	474.880.674	1.882.647	729.019.521
Adiciones fusión	68.040.169	1.263.238.104	77.046.343	92.419.754	494.436.821	86.641.311	4.216.540	87.833.514	2.173.872.556
Trasposos	-	-	2.814.000	779.476	103.565.850	(107.443.128)	-	283.802	-
Amortización	(474.888)	(24.145.289)	(4.215.805)	(5.943.224)	(97.171.556)	-	(5.437.672)	(6.289.630)	(143.678.064)
Amortización Fusión	(30.061.092)	(957.926.438)	(16.615.938)	(59.651.569)	(238.986.571)	-	(1.280.176)	(30.416.403)	(1.334.938.187)
Deterioro	-	(5.825.340)	-	-	-	-	-	-	(5.825.340)
Otros (decrementos) incrementos	(1.655.754)	375.909.010	(4.294.477)	(22.108.270)	360.285	28.727.183	59.382.291	12.581.105	448.901.373
<b>Total movimientos en activos intangibles</b>	<b>\$ 35.848.435</b>	<b>\$ 651.250.047</b>	<b>\$ 55.419.123</b>	<b>\$ 5.496.167</b>	<b>\$ 262.967.371</b>	<b>\$ 258.734.024</b>	<b>\$ 531.761.657</b>	<b>\$ 65.875.035</b>	<b>\$ 1.867.351.859</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 37.254.821</b>	<b>\$ 658.478.961</b>	<b>\$ 95.405.232</b>	<b>\$ 9.069.656</b>	<b>\$ 301.296.015</b>	<b>\$ 354.838.687</b>	<b>\$ 531.761.657</b>	<b>\$ 65.875.035</b>	<b>\$ 2.053.980.064</b>
Adiciones (a)	-	-	-	61.980	629.879	145.356.338	-	2.709.833	148.758.030
Trasposos	772.809	-	(13.887)	677.762	158.393.196	(160.598.245)	-	768.365	-
Amortización	(561.842)	(28.100.969)	(4.623.035)	(4.473.518)	(126.726.217)	-	(34.096.597)	(7.337.166)	(205.919.344)
Retiros	(9.896.815)	-	-	-	-	-	-	-	(9.896.815)
Otros (decrementos) (b)	-	(369.184.664)	(685.000)	(587.120)	-	(549.907)	(105.267.502)	(11.386.167)	(487.660.360)
<b>Total movimientos en activos intangibles</b>	<b>(9.685.848)</b>	<b>(397.285.633)</b>	<b>(5.321.922)</b>	<b>(4.320.896)</b>	<b>32.296.858</b>	<b>(15.791.814)</b>	<b>(139.364.099)</b>	<b>(15.245.135)</b>	<b>(554.718.489)</b>
<b>Saldo final 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 27.568.973</b>	<b>\$ 261.193.328</b>	<b>\$ 90.083.310</b>	<b>\$ 4.748.760</b>	<b>\$ 333.592.873</b>	<b>\$ 339.046.873</b>	<b>\$ 392.397.558</b>	<b>\$ 50.629.900</b>	<b>\$ 1.499.261.575</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2023 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Proyecto Billing facturación	\$ 39.436.170
Proyecto Guayepo III	12.524.029
Licencias y desarrollos Salesforce	11.276.188
Asistencias E-home	9.262.684
Proyecto Sahagun y Chinu	8.843.237
Proyectos COM Y evolutivos de negocio	7.420.758
Otros desarrollos y evolutivos menores	6.531.519
Proyecto Atlantico	6.034.863
Global Trading y global Power Generation Digital Hub	4.794.161
Poyecto Local System Colombia	4.360.278
Cybersecurity	4.172.513
Data driven maintenance	3.717.612
Renovación Scada Spectrum	3.278.433
Proyectos Smart execution y Control	3.191.273
Proyecto Chemesky	3.157.346
Proyecto GCM, Centro de control teled medida (Gutemala)	3.115.121
Proyectos M&f Smile	2.785.918
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT y renovables	2.605.350
Proyecto Cybersecurity y staff service	2.153.343
AOP-MST-Material smart tracking, Control, Maintenance	1.816.052
Aplicaciones móviles de proyectos GDS	1.203.281
Local System y Hw spectrum	1.025.006
Poyecto Datalake	797.074
Liquidador project	630.912
Proyecto Sap Global (Costa Rica)	382.741
Proyectos evolutivos de negocio GRID	308.902
Otros proyectos Renovables	283.916
Prima de estabilidad Juridica el Quimbo	124.412
Global Data plataform	96.258
Proyecto Tumawind	26.988
<b>Total</b>	<b>\$ 145.356.338</b>

(b) **Centroamérica:**

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

Los otros decrementos para las compañías de Centroamérica corresponden al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación. Adicionalmente, se presenta baja del intangible en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) según resolución de la corte suprema registrado en P.H. Chucás S.A. por valor de \$251.162.128.

(5) Otros activos intangibles identificables

Los otros activos intangibles identificables están compuestos principalmente por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

<b>Principales proyectos</b>	<b>Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Del 1 enero al 31 de diciembre de 2022</b>
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	\$ 92.226.429	\$ 92.226.429
Bd - Chinú-Sahagun	34.032.123	16.733.236
Nuevos desarrollos Digital Hub	30.090.392	38.704.864
Bd - solar - Guayepo	20.220.111	13.924.708
Proyecto Billing Faro	19.839.064	33.420.844
Bd- solar - Atlántico PV	19.640.861	35.533.655
Smart Meter y Smart Tracking	15.148.809	21.373.259
Bd -Valledupar-Chemesky-windpeshi	13.915.312	12.178.353
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	13.332.087	14.654.391
Proyectos market GDS	11.780.731	18.032.461
Plam Data	9.871.506	-
Foundation layer –GR&3DM	6.929.030	7.324.282
Liquidadores CFC, project y NewCo	6.530.196	7.638.497
Salesforce	5.494.897	1.800.151
Cybersecurity	5.322.080	2.298.894
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	4.299.032	3.512.975
Arora-Complex project advanced mon.	4.203.451	6.181.152
Resource allocation optimization	4.093.499	4.442.264
Bd- solar- El Paso Extension	4.090.591	5.638.581
Network analysis tool	3.542.093	4.447.856
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	3.389.407	2.808.704
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución)	2.567.710	2.651.588
Global Fonto office	1.033.100	763.972
Maintenance remote control	965.473	1.103.517
Desarrollo de nuevas soluciones	934.162	469.012
Bd - wind Tumawind	483.553	2.973.429
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	166.212	511.287
BD - solar - Fundación y La Loma	130.203	916.283
<b>Total</b>	<b>\$ 334.272.114</b>	<b>\$ 352.264.644</b>

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2023, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2023 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 Enel Colombia S.A. E.S.P.**

<b>Concepto</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Derechos y servidumbres	30	33
Costos de desarrollo	6	7
Licencias	3	3
Programas informáticos	3	3

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

Promedio de años de vida útil estimada Enel Colombia S.A. E.S.P.

Concepto	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Concesiones	50	50	42	42	-	-
Costos de desarrollo	15	15	15	15	-	-
Licencias	-	-	5	5	-	-
Programas informáticos	5	5	5	5	5	5

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Plantas y equipos (1)	\$ 17.022.048.582	\$ 16.808.149.672
Plantas de generación hidroeléctrica	9.208.262.110	10.046.145.356
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.175.546.734	5.610.294.437
Renovables	1.022.457.466	531.413.807
Plantas de generación termoeléctrica	615.782.272	620.296.072
Construcción en curso (2)**	2.765.986.400	3.706.038.784
Edificios (3)	1.100.451.225	570.746.420
Terrenos (3)	491.508.380	434.629.979
Arrendamientos financieros (4)	265.381.232	287.711.526
Activos por uso NIIF 16	265.381.232	287.711.526
Terrenos	149.631.324	143.867.291
Edificios	103.540.662	123.931.330
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	12.209.246	19.912.905
Instalaciones fijas y otras (3)	113.403.995	95.274.388
Otras Instalaciones	76.400.378	64.504.520
Instalaciones fijas y accesorios	37.003.617	30.769.868
<b>Propiedades, plantas y equipos, neto</b>	<b>\$ 21.758.779.814</b>	<b>\$ 21.902.550.769</b>
<b>Costo</b>		
Plantas y equipos	\$ 28.385.377.328	\$ 28.288.219.431
Plantas de generación hidroeléctrica	14.073.116.411	14.944.445.083
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	12.066.662.093	11.218.008.330
Renovables	1.160.808.501	660.551.999
Plantas de generación termoeléctrica	1.084.790.323	1.465.214.019
Construcción en curso	2.765.986.400	3.706.038.784
Edificios	1.279.063.769	740.416.785
Terrenos	491.508.380	434.629.979
Arrendamientos financieros	345.216.141	358.529.338
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	344.376.539	357.689.736
Terrenos	115.109.965	163.126.654
Edificios	175.439.907	137.000.550
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	53.826.667	57.562.532
Instalaciones fijas y otras	447.420.544	449.968.639
Otras Instalaciones	336.747.098	328.673.155
Instalaciones fijas y accesorios	110.673.446	121.295.484
<b>Propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>\$ 33.714.572.562</b>	<b>\$ 33.977.802.956</b>
<b>Depreciación</b>		
Plantas y equipos (*)	\$ (11.363.328.746)	\$ (11.480.069.759)
Plantas de generación hidroeléctrica	(4.849.081.503)	(4.898.299.727)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(15.772.798)	-
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(5.891.115.359)	(5.607.713.893)
Plantas de generación termoeléctrica	(469.008.051)	(844.917.947)
Renovables	(138.351.035)	(129.138.192)
Edificios	(178.612.544)	(169.670.365)
Arrendamientos financieros	(79.834.909)	(70.817.812)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(78.995.307)	(69.978.210)
Terrenos	(25.808.583)	(19.259.363)
Edificios	(11.569.303)	(13.069.220)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(41.617.421)	(37.649.627)
Instalaciones fijas y otras	(334.016.549)	(354.694.251)
Otras instalaciones	(260.346.720)	(264.168.635)
Instalaciones fijas y accesorios	(73.669.829)	(90.525.616)
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>\$ (11.955.792.748)</b>	<b>\$ (12.075.252.187)</b>

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

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

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

(1) **Centroamérica**

Para las compañías de Centroamérica en los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

<b>Plantas y equipos</b>	<b>Valor</b>
Panamá	\$ 1.414.821.231
Guatemala	1.283.947.825
Costa Rica	99.571.558
<b>Total plantas y equipos</b>	<b>\$ 2.798.340.614</b>

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 31 de diciembre de 2023, 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:

<b>Principales proyectos</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Solar Guayepo	\$ 1.202.273.944	\$ 434.933.150
Expansión y mantenimiento de redes en media y baja tensión, rural y urbana	746.548.892	624.803.567
Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión	129.907.326	247.399.472
Normalización líneas de Alta tensión	110.409.171	86.802.235
Adecuaciones Sedes Comerciales y administrativas	51.921.164	18.828.726
Proyecto Fotovoltaico Cosenit	50.600.643	4.092.054
CH-Guavio	50.255.847	16.290.701
El paso	47.371.575	9.788.326
Compra bodega archivo central T Patio	41.561.542	23.401.779
Solar La Loma	39.559.999	455.547.298
CH-Quimbo	39.308.121	878.701
Solar Fundación	28.257.152	319.823.383
CH-Muña	23.458.455	16.581.722
Mantenimiento y ampliación de redes de Alumbrado publico	19.240.199	23.663.410
CH-Pagua (Guaca –Paraiso)	16.659.516	7.460.334
Reposición de infraestructura en Redes de Media tensión Rural y Urbano	11.654.688	15.585.508
Proyecto Seguridad En Subestaciones y otras inversiones menores	9.855.926	17.181.604
CC-Termozipa	3.305.978	2.400.913
Otras Inversiones	3.041.338	14.278.897
Torres de medición	1.662.497	26.039.920
CH-Centrales menores Rio Bogotá	1.224.429	200.593
CH-Betania	941.170	516.129
Alumbrado público Rural	769.335	750.475
CH-Tequendama	124.265	-
Wind Windpeshi (a)	-	1.048.453.190
Reparaciones de averías	-	55.864.645
CF-Cartagena	-	27.740.960
Central Enel X	-	12.949.324
Obras para Cumplimiento del Pot Distrital	-	6.900.736
Expansión AP Distrital Obras	-	5.212.074
Grandes clientes urbanos y rurales	-	4.302.189
Ampliación de red subterránea urbana	-	1.872.908
Infraestructura de telecontrol	-	537.480
<b>Centroamerica</b>		
<i>Panamá:</i>		
Construcción plantas	109.941.967	123.323.456
Mejoras planta hidroeléctricas y solares	15.541.105	23.388.732
Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Fortuna S.A.: Equipos de tecnología e informática	3.620.131	8.883.863
<i>Guatemala:</i>		
Renovables de Guatemala S.A.:Proyecto Scada, instrumentación e iluminación	2.599.663	3.072.227
Tecnoguat S.A.: Proyecto presa y línea transmisión entre subestación San isidro y Matanza	2.079.043	1.205.773
Generadora de Occidente Ltda. Proyecto válvula esférica, geomembrana	1.641.838	1.669.572
Enel Guatemala S.A. Proyecto Trading tool, Kristal y Cobasol	478.865	3.610.151
Generadora Montecristo S.A. Proyecto Scada	170.616	1.758.734
<i>Costa Rica:</i>		
PH Rio Volcán S.A., PH Chucás S.A. y PH Don Pedro S.A.: operación y mantenimiento	-	4.656.129
Enel Costa Rica CAM S.A.: Proyecto New office	-	2.889.622
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros proyectos y equipos GDS	-	360.001
PH Chucás S.A.: Intrinsic project safety	-	138.121
<b>Total Construcciones en Curso</b>	<b>\$ 2.765.986.400</b>	<b>\$ 3.706.038.784</b>

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

(a) Durante el año 2023 se suspende indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y se evalúan los escenarios posibles para la venta. (Ver Nota 10).

**(3) Centroamérica**

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica al 31 de diciembre de 2023:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 6.005.600
Costa Rica	2.248.657
Guatemala	1.031.646
<b>Total Terrenos</b>	<b>\$ 9.285.903</b>

Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 160.965.898
Guatemala	7.556.317
Costa Rica	85.170
<b>Total Edificaciones</b>	<b>\$ 168.607.385</b>

Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 19.983.647
Panamá	17.194.272
Costa Rica	15.093.030
<b>Total Otras instalaciones</b>	<b>\$ 52.270.949</b>

**(4) Centroamérica**

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica al 31 de diciembre de 2023:

Terrenos	Valor
Guatemala	\$ 16.695.601
Panamá	12.762.529
<b>Total terrenos</b>	<b>\$ 29.458.130</b>

Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 4.539.452
Panamá	3.683.126
Costa Rica	2.152.587
<b>Total edificaciones</b>	<b>\$ 10.375.165</b>

Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 1.589.167
Panamá	853.108
<b>Total otras instalaciones</b>	<b>\$ 2.442.275</b>

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de generación hidroeléctrica, termoelectrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 01 de enero de 2022	\$ 121.409.999	\$ 285.511.224	\$ 51.848.693	\$ 7.592.311.889	\$ -	\$ 13.404.111	\$ 73.363.849	\$ 8.137.849.765
Adiciones	2.231.053.049	-	1.695.168	13.784.171	2.447.195	11.698.406	54.123.642	2.314.801.631
Adiciones fusión	2.080.139.026	135.405.073	569.543.801	4.331.487.721	10.904.029.724	300.914.592	201.162.804	18.522.682.741
Trasposos	(748.727.426)	11.680.360	36.939.087	237.637.056	430.725.323	31.745.600	-	-
Retiros	-	(2.036)	(1.762)	(5.015.898)	(13.066.287)	(2.874.614)	-	(20.960.597)
Gasto por depreciación	-	-	(16.571.068)	(319.840.217)	(327.944.470)	(24.314.138)	(24.680.109)	(713.350.002)
Depreciación fusión	-	-	(100.336.905)	(1.163.504.292)	(5.403.936.625)	(240.137.458)	(27.317.355)	(6.935.232.635)
Deterioro del valor de la propiedad planta y equipo	-	-	-	(283.266.920)	-	-	-	(283.266.920)
Otros incrementos	22.164.136	2.035.358	27.629.406	794.261.725	18.039.577	4.837.889	11.058.695	880.026.786
<b>Total movimientos</b>	<b>3.584.628.785</b>	<b>149.118.755</b>	<b>518.897.727</b>	<b>3.605.543.346</b>	<b>5.610.294.437</b>	<b>81.870.277</b>	<b>214.347.677</b>	<b>13.764.701.004</b>
<b>Saldo final 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 3.706.038.784</b>	<b>\$ 434.629.979</b>	<b>\$ 570.746.420</b>	<b>\$ 11.197.855.235</b>	<b>\$ 5.610.294.437</b>	<b>\$ 95.274.388</b>	<b>\$ 287.711.526</b>	<b>\$ 21.902.550.769</b>

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

	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
Adiciones (a)	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(b)	(2.502.104.154)	63.496.375	590.325.550	732.515.642	1.062.569.622	53.196.965	-	-
Retiros (c)	-	(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 (d)	(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 (e)	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
Movimientos Transmisora de Energía Renovables S.A.(f)	(278.669)	(78.387)	(153.150)	-	(73.788.268)	(1.520.297)	-	(75.818.771)
Movimientos Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(f)	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
<b>Total movimientos</b>	<b>(534.842.111)</b>	<b>56.878.401</b>	<b>529.704.805</b>	<b>(351.353.387)</b>	<b>565.252.297</b>	<b>18.129.607</b>	<b>(22.330.294)</b>	<b>261.439.318</b>
Proyectos mantenidos para la venta (g)	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
<b>Saldo final 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 2.765.986.400</b>	<b>\$ 491.508.380</b>	<b>\$ 1.100.451.225</b>	<b>\$ 10.846.501.848</b>	<b>\$ 6.175.546.734</b>	<b>\$ 113.403.995</b>	<b>\$ 265.381.232</b>	<b>\$ 21.758.779.814</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2023, 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, las más importantes del período:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	\$ 755.194.729
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	734.252.385
Solar Fundación y la Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	294.911.534
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	368.286.410
Wind Windpeshi	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	104.044.727
Solar el Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina	93.338.526
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central	72.155.613
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.	71.067.002
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca	37.554.307
Arrendamientos financieros	Actualización contratos renting	29.947.329
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	27.077.424
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	21.054.110
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; Recuperación transformadores y turbina	14.317.333
CH- paraíso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	8.740.886
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	5.357.934
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	4.078.198
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	128.334
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otras inversiones	411.858
<b>Centroamérica</b>		
Panamá	Generadora Solar El Puerto S.A.: Proyectos Solares 2023 y PV modules	115.259.143
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Rehabilitación Planta y proyectos Hydro	7.223.788
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: vehículos	1.680.899
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: proyecto casa de máquinas y generador	2.608.013
Guatemala	Tecnoguat S.A. proyecto casa de máquinas	1.883.278
Guatemala	Generadora Montecristo: proyecto línea de transmisión	266.855
Costa Rica	Otras inversiones	8.263.654
	<b>Total Variación</b>	<b>\$ 2.779.104.269</b>

(b) Al 31 de diciembre de 2023, los trasposos 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:



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

Proyecto	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	\$ 707.089.452
La Loma	466.485.913
Fundación	432.471.006
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	327.807.002
El paso	149.885.257
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	125.495.455
CH-Guavio	39.948.499
CF-Cartagena	32.320.317
CH-Quimbo y Betania	31.688.717
CC-Termozipa	27.317.299
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	18.043.014
CH- Guaca y Paraíso	14.386.952
CH-Tequendama	3.006.444
Torres de medición	430.304
<b>Centroamérica</b>	
Panamá. módulos Fotovoltaicos CV y Obras civiles	50.845.500
Panamá. PA Plantas solares	50.187.301
Costa Rica. Instalaciones fijas y accesorios.	12.503.838
Panamá. PA_Infraestructures Tool, vehículos, O&M	8.754.597
Guatemala. Equipo de comunicación, transformador y proyecto O&M hidro.	3.437.287
<b>Total</b>	<b>\$ 2.502.104.145</b>

(c) Al 31 de diciembre de 2023 se realizan bajas correspondientes principalmente a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución por \$9.077.269; bajas por, inventario cíclico centrales Rio Bogotá y mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas \$276.367; maquinaria, equipos y mobiliarios por \$9.586.876, terrenos por \$860.050, edificios \$2.803.

(d) Al 31 de diciembre de 2023 los otros incrementos/decrementos corresponden a la actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por (\$119.737.394).

**Centroamérica**

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2023 y 2022 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

(e) Corresponde al deterioro asociado al proyecto Windpeshi (Ver nota 29).

(f) Al 31 de diciembre corresponde al movimiento de activos de la central Cartagena, inicialmente registrado como mantenido para la venta y que el 1 de diciembre de 2023 se transfirió a la sociedad SMN Termocartagena S.A.S., en la que ésta asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía; y a los activos de el grupo Transmisora de Energía Renovables S.A. los cuales tuvieron el mismo tratamiento que los activos de la central Cartagena.

(g) Corresponde a traslado de los activos del proyecto Windpeshi a activos mantenidos para la venta por (\$405.210.273). Ver Nota 10.

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de diciembre de 2023 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 2023 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, no obstante, se evaluó el importe recuperable de los activos y no se identificó indicios de deterioros distintos a los del proyecto Windpeshi y Cartagena (ver nota 29).

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

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil de años estimada	
	2023	2022
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	55	53
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	21
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	7
Páneles y Miscelaneos	26	23
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	34	36
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	21	18
Edificios	46	48
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	12
Activos para uso NIIF 16		
<i>Edificios</i>	35	33
<i>Terrenos</i>	27	28
<i>Vehículos</i>	1	2

Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica

Concepto	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Plantas y equipos	50	50	50	50	50	50
Subestaciones	-	-	35	35	-	-
Equipo eléctrico	-	-	50	50	-	-
Edificios	50	50	-	-	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5-10	5-10	-	-	5	5
Otros Activos	-	-	3-10	3-10	5	5

### Arrendamiento financiero

Corresponden principalmente a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A.S, ADL Automotive, Busexpress S.A.S. y Compañía Naviera Guavio destinados para apoyar la operación del grupo y vehículos manageriales; y de edificios para las oficinas del grupo con Bancolombia S.A. y E Y D & Compañía S.C.A. en Puerto Colombia.

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 55,62%, Busexpres S.A. en un 18,54%, ALD Automotive S.A. con un 16,27% Compañía Naviera Guavio en un 9,39% y otros 0,18% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 41 cuotas.

El saldo de edificios en un 91,39% corresponde al contrato con Bancolombia S.A. correspondiente al Edificio Corporativo Q93; el 2,90% con Almacenadora Internacional S.A.S, Canales Andrade y CIA S.A.S. 2,30%, Aseos Colombianos Aseocolba S.A. con un 1,88% y otros con 1,53% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 99 cuotas.

Los terrenos corresponden principalmente a los proyectos que se están desarrollando en la línea de renovables y los patios de recarga de Transmilenio S.A.; C.I. Alliance S.A. con un 18,18%, Terrapuerto S.A.S. con un 9,59%, Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. con un 8,69%, Luz Charris y Herederos S.A.S con un 8,54%, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza con un 8,65%, Maria Cecilia Botero con un 7,01%, Rolando Manjarres Charris con un 5,95%, FBM S.A.S. con un 5,36%, Inversiones Macondal S.A.S. con un 5,18%, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. con un 4,42% y otros con un 18,43%. los cuales terminarán de amortizar en un período máximo de 357 cuotas.

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

**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 Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar 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 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 33.615.305	\$ 5.980.289	\$ 27.635.016	\$ 37.959.509	\$ 5.837.080	\$ 32.122.429
Posterior a un año pero menor de cinco años	73.706.685	20.990.596	52.716.089	115.643.780	51.524.169	64.119.611
Posterior a cinco años menor de diez años	189.151.600	6.015.825	183.135.775	199.841.184	7.177.802	192.663.382
<b>Total</b>	<b>\$ 296.473.590</b>	<b>\$ 32.986.710</b>	<b>\$ 263.486.880</b>	<b>\$ 353.444.473</b>	<b>\$ 64.539.051</b>	<b>\$ 288.905.422</b>

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2023:

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
<b>Saldo inicial a 1 de enero de 2023</b>	<b>\$ 123.931.330</b>	<b>\$ 143.867.291</b>	<b>\$ 19.912.905</b>	<b>\$ 287.711.526</b>
Adiciones (1)	2.225.192	21.619.729	7.783.288	31.628.209
Retiros	(9.046.665)	-	(520.987)	(9.567.652)
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)
<b>Total movimientos año 2023</b>	<b>(20.390.668)</b>	<b>5.764.033</b>	<b>(7.703.659)</b>	<b>(22.330.294)</b>
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 103.540.662</b>	<b>\$ 149.631.324</b>	<b>\$ 12.209.246</b>	<b>\$ 265.381.232</b>

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2022:

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Total
<b>Saldo inicial a 1 de enero de 2022</b>	<b>\$ 71.115.493</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 2.248.356</b>	<b>\$ 73.363.849</b>
Adiciones (1)	40.173.422	1.783.985	12.166.235	54.123.642
Adiciones Fusión	17.069.376	152.871.367	31.222.061	201.162.804
Depreciación fusión y vigencia 2022	(7.865.672)	(18.341.164)	(25.790.628)	(51.997.464)
Otros incrementos	3.438.711	7.553.103	66.881	11.058.695
<b>Total movimientos año 2022</b>	<b>52.815.837</b>	<b>143.867.291</b>	<b>17.664.549</b>	<b>214.347.677</b>
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 123.931.330</b>	<b>\$ 143.867.291</b>	<b>\$ 19.912.905</b>	<b>\$ 287.711.526</b>

(1) El incremento en terrenos corresponde a la ejecución de proyectos de renovables con contratos de predios con Maria Cecilia Botero Botero por \$9.141.240, Agro Inversiones Campo por \$3.808.398, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$2.978.334, Agropecuaria Doña Barbara por \$1.218.226, FBM S.A.S. por \$1.072.989, Rosa Lilian Borja Alvarado por \$750.222, Granja productora del Caribe por \$547.142, Malviris Zamora por \$450.248, Luz Charris y Herederos S.A.S por \$412.134 y renovación de otros contratos con Mercado Ines Burgos \$395.969, Ramiro Antonio Manjarrez \$233.256, Inversiones Macondal \$232.244, Ricardo Alberto Manjarrez por \$225.782 y otros por \$153.545.

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

El incremento en contratos de transporte corresponde a la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$4.115.866, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotive S.A. por \$1.986.542.

El incremento en edificios corresponde principalmente al contrato con Aseos Colombianos Aseocolba S.A. por \$1.703.345 y renovaciones de contratos con Julio Flechas Vega \$106.696, Paola Londoño Muñoz por \$99.218 y Gestión inmobiliaria MIC S.A.S. por \$91.104.

**Centroamérica**

En las compañías de Centroamérica la principal adición corresponde a medios de transporte, reconocidos en el grupo Enel Guatemala S.A. por \$1.680.880.

**Pólizas de seguro**

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la Empresa*	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 200 millones en exceso de USD 250 millones)(*))	USD 200.000	01/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 250 millones en exceso de USD \$ 20 millones(*))	USD 250.000	31/10/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual	USD 20.000	31/10/2024	Axa Colpatría
	Responsabilidad civil ambiental	\$ 87.454.066	01/11/2024	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.057.000 (Limite Indemnización)	1/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	\$ 3.000.000 por vehículo	03/02/2024	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	\$ 5.000.000 por despacho	31/07/2024	HDI Seguros S.A.

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

(\*) Cifras de la vigencia 2022 a 2023. Póliza que a 31/12/2023 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 2022. A continuación, el detalle de esta:

Sociedad	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 95.412.005	\$ 120.079.755
Enel Renovable S.R.L.	8.003.310	10.072.479
Progreso Solar 20 MW, S.A.	2.949.870	3.712.527
Jaguito Solar 10MW, S.A.	1.474.937	1.856.266
	<b>\$ 107.840.122</b>	<b>\$ 135.721.027</b>

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

Para estimar el valor en uso de los activos de Enel Panamá CAM S.R.L., Enel Renovable S.R.L., Progreso Solar 20MW, S.A., y Jaguito Solar 10MW, S.A., 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.

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

- **Hidrología:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año 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 2023 para las sociedades en Panamá en las que se encuentra asignadas las plusvalías en mención, corresponde a 2.2% 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 2023 de las sociedades se encuentran en un intervalo entre 9,1% y 15,2%, tasas calculadas mediante el método iterativo, el cual determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

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

## 16. Impuestos diferidos, neto

### Activos por Impuestos Diferidos

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

A continuación, se incluye el detalle del activo por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2023:

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 2023 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Saldo al 31 de diciembre de 2023
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 5.916.205	\$ 6.372.155	\$ 5.868.158	\$ 18.156.518
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 5.916.205</b>	<b>\$ 6.372.155</b>	<b>\$ 5.868.158</b>	<b>\$ 18.156.518</b>

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

(1) Al 31 de diciembre de 2023, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

	Saldo inicial 1 de enero de 2023	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de diciembre de 2023
<b>Impuesto diferido activo</b>				
Provisiones y otros (a)	\$ 16.045.520	\$ 5.727.765	\$ (3.958.562)	\$ 17.814.723
Propiedad planta y equipo	-	45.695	296.100	341.795
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 16.045.520</b>	<b>\$ 5.773.460</b>	<b>\$ (3.662.462)</b>	<b>\$ 18.156.518</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2023, el detalle de provisiones y otros asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

	Saldo inicial 1 de enero de 2023	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2023
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 15.397.990	\$ (3.958.562)	\$ 11.439.428
Otros	647.530	5.727.765	6.375.295
	<b>\$ 16.045.520</b>	<b>\$ 1.769.203</b>	<b>\$ 17.814.723</b>

Pasivos por Impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2023:

	Saldo inicial 1 de enero de 2023	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 2023
<b>Impuesto diferido activo</b>					
Provisiones y otros (1)	\$ 133.531.325	\$ (42.811.369)	\$ -	\$ -	\$ 90.719.956
Obligaciones de aportación definida	32.641.161	6.975.972	44.694.255	-	84.311.388
Forward y swap	(67.334.651)	30.131.615	51.873.949	-	14.670.913
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 98.837.835</b>	<b>\$ (5.703.782)</b>	<b>\$ 96.568.204</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 189.702.257</b>
<b>Impuesto diferido pasivo</b>					
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(354.283.463)	(118.079.605)	-	-	(472.363.068)
Método de participación Centroamérica	(124.475.552)	(5.414.629)	47.805.983	-	(82.084.198)
Centroamérica (3)	(201.150.376)	-	-	38.102.358	(163.048.018)
Otros	(368.381)	26.316	-	-	(342.065)
<b>Total impuesto diferido pasivo</b>	<b>\$ (680.277.772)</b>	<b>\$ (123.467.918)</b>	<b>\$ 47.805.983</b>	<b>\$ 38.102.358</b>	<b>\$ (717.837.349)</b>
<b>Impuesto diferido activo (pasivo), neto</b>	<b>\$ (581.439.937)</b>	<b>\$ (129.171.700)</b>	<b>\$ 144.374.187</b>	<b>\$ 38.102.358</b>	<b>\$ (528.135.092)</b>

- Al 31 de diciembre de 2023 la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende al impuesto diferido del período.
- 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 2023, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial 1 de enero de 2023	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2023
Provisión de cuentas incobrables (a)	\$ 15.065.675	\$ 30.082.615	\$ 45.148.290
Provisión obligaciones laborales (b)	44.226.328	(24.505.218)	19.721.110
Provisiones de trabajos y servicios	44.311.984	(30.981.764)	13.330.220
Otros	25.155.850	(17.736.099)	7.419.751
Provisión por desmantelamiento	3.099.555	928.239	4.027.794
Provisión Compensación Calidad	1.671.933	(599.142)	1.072.791
	<b>\$ 133.531.325</b>	<b>\$ (42.811.369)</b>	<b>\$ 90.719.956</b>

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

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

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial:  
Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (Ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

(3) **Centroamérica:**

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

<b>Centroamérica</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>
Panamá (a)	\$ (133.080.740)
Costa Rica (b)	(29.967.278)
<b>Total impuesto diferido, neto</b>	<b>\$ (163.048.018)</b>

(a) 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.

(b) 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.

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 2023 se presenta a continuación:

	<b>2023 en adelante</b>
Provisiones y pasivos estimados	\$ (35.162.208)
Obligaciones de aportación definida	236.889.632
Cartera	129.688.251
Otros	(26.205.933)
Instrumentos financieros	67.145.469
Propiedades, planta y equipo	(1.186.569.699)
	<b>\$ (814.214.488)</b>
Tarifa	35%
Impuesto	(284.975.071)
Dif. donaciones	1.180.000
Tarifa	25%
Impuesto	295.000
Ganancias ocasionales	11.181.301
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.195
<b>Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)</b>	<b>\$ (283.002.876)</b>
Base método de participación de Centroamérica	\$ 270.070.537
<b>Impuesto pasivo por método de participación</b>	<b>(82.084.198)</b>
<b>Total impuesto diferido pasivo Centroamérica</b>	<b>(163.048.018)</b>
<b>Total impuesto diferido pasivo, neto</b>	<b>(528.135.092)</b>

17. Pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 1.220.069.502	\$ 133.753.514	\$ 5.281.476.666	\$ 618.795.402	\$ 64.977.265	\$ 3.248.507.699
Bonos emitidos (2)	691.910.405	29.929.579	1.728.631.355	765.130.000	47.340.264	2.420.448.051
Instrumentos derivados (3)	76.927.698	-	1.256.036	4.615.446	-	-
Obligaciones por leasing (4)	21.522.710	6.578.805	242.274.515	28.061.887	4.968.825	261.644.758
	<b>\$ 2.010.430.315</b>	<b>\$ 170.261.898</b>	<b>\$ 7.253.638.572</b>	<b>\$ 1.416.602.735</b>	<b>\$ 117.286.354</b>	<b>\$ 5.930.600.508</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente						Total no corriente	
						1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		
Banco de Bogotá S.A.	15,81%	10/02/2024	\$ 408.636.624	\$ -	\$ 408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente	15,35%	28/08/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/09/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/08/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/01/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/07/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/04/2028	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%	5/04/2028	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%	15/07/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/07/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	13,66%	14/05/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,92%	28/04/2029	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%	5/04/2026	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%	6/01/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	8/02/2024	175.428	-	175.428	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Créditos</b>			<b>\$ 568.493.187</b>	<b>\$ 785.329.829</b>	<b>\$ 1.353.823.016</b>	<b>\$ 275.679.494</b>	<b>\$ 1.229.011.220</b>	<b>\$ 1.438.875.000</b>	<b>\$ 793.495.350</b>	<b>\$ 1.544.415.602</b>	<b>\$ 5.281.476.666</b>	

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Descripción	Fecha Vto.	Tasa EA	Corriente					Total No corriente				
			Total		1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años		4 a 5 años	5 a 10 años		
			Menos de 90 días	Más de 90 días							Corriente	
Banco de Bogotá S.A.	5/04/2026	12,65%	\$ 950.407	\$ 2.556.513	\$ 3.506.920	\$ 3.408.684	\$ 3.408.684	\$ 1.136.228	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 7.953.596
Banco BBVA Colombia S.A.	14/01/2025	10,97%	435.356	33.333.333	33.768.689	66.666.667	33.333.333	-	-	-	-	100.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	28/08/2023	-	464.544	774.243	1.238.787	-	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	16/10/2023	-	612.091	1.428.212	2.040.303	-	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	30/11/2023	-	270.455	721.212	991.667	-	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2024	11,43%	1.177.591	3.420.819	4.598.410	380.042	-	-	-	-	-	380.042
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2023	11,27%	1.150.602	-	1.150.602	-	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2023	11,27%	588.483	-	588.483	-	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2024	11,44%	269.560	783.272	1.052.832	174.061	-	-	-	-	-	174.061
Scotiabank Colpatría S.A.	14/05/2026	12,15%	5.992.822	-	5.992.822	-	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	15/07/2026	10,41%	11.503.334	60.000.000	71.503.334	60.000.000	60.000.000	60.000.000	-	-	-	180.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	2/11/2026	5,80%	2.014.801	-	2.014.801	-	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	30/11/2026	12,90%	2.891.200	-	2.891.200	-	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Bancolombia S.A.	5/04/2028	12,84%	14.385.067	-	14.385.067	-	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	28/04/2029	12,38%	5.345.799	-	5.345.799	-	50.000.000	50.000.000	50.000.000	100.000.000	-	250.000.000
Bancolombia S.A.	15/07/2026	12,35%	1.536.340	15.000.000	16.536.340	15.000.000	15.000.000	15.000.000	-	-	-	45.000.000
Bancolombia S.A.	28/07/2028	13,15%	9.307.951	-	9.307.951	-	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Bank Of Nova Scotia	2/03/2023	0,90%	294.302.467	-	294.302.467	-	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	19/10/2027	11,92%	2.348.472	-	2.348.472	-	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Bancolombia S.A.	30/11/2027	12,59%	1.605.333	-	1.605.333	-	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	23/12/2027	13,12%	626.000	-	626.000	-	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Bancolombia S.A.	30/11/2028	13,30%	1.003.366	-	1.003.366	-	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	30/11/2029	14,82%	4.500.160	-	4.500.160	-	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Bank Of Nova Scotia	4/04/2023	0,90%	444.462	202.028.400	202.472.862	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Préstamos Bancarios</b>			<b>\$ 363.726.663</b>	<b>\$ 320.046.004</b>	<b>\$ 683.772.667</b>	<b>\$ 145.629.454</b>	<b>\$ 161.742.017</b>	<b>\$ 1.001.136.228</b>	<b>\$ 911.000.000</b>	<b>\$ 1.029.000.000</b>	<b>\$ 3.248.507.699</b>	



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

Durante el 2023 se suscribieron las siguientes operaciones de crédito:

Banco	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto (Millones)	Tasa
Banco de Bogotá S.A.	10 febrero 2023	10 febrero 2024	1	\$ 400.000	IBR + 2,68% TV
Mufg Bank Tokio	12 abril 2023	12 abril 2028	5	683.625	IBR Overnight + 3.70% TV
Bancolombia S.A.	21 junio 2023	21 diciembre 2023	0.5	300.000	DTF+0,6% TV
Bancolombia S.A.	29 agosto 2023	28 agosto 2024	1	75.000	IBR + 3,14% TV
Banco de Occidente S.A.	29 agosto 2023	28 agosto 2024	1	320.000	TF 15,35% EA
Mufg Bank Tokio	14 septiembre 2023	13 septiembre 2024	1	279.440	IBR Overnight + 4,40% TV
International Finance Corporation IFC	30 noviembre 2023	15 octubre 2031	8	1.211.157	IBR Overnight + 3,10% TV
Bancolombia S.A.	21 diciembre 2023	21 diciembre 2027	4	300.000	IBR + 3,85% TV
<b>Total</b>				<b>\$ 3.569.222</b>	

Se cancelaron entre otros las siguientes obligaciones financieras:

- Bank of Nova Scotia por \$295.775.580 (USD 61.000.000) y \$193.326.000 (USD 42.000.000) el 2 marzo y 4 de abril respectivamente.
- Financiera de Desarrollo Territorial S.A. (Findeter) por \$14.818.000 durante el año 2023.
- Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. por \$23.984.000 y \$876.714 en enero y febrero 2023.
- Bancolombia S.A por \$300.000.000 el 21 de diciembre.

(2) La variación de bonos a diciembre de 2023 corresponde a:

Generación: pago del Bono B7-16 por (\$290.130.000) e intereses por (\$12.856.475), se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$93.709.

Distribución: pago del Bono E4-19 por (\$280.000.000) e intereses por (\$4.252.920) y Bono B5-18 por (\$195.000.000) e intereses por (\$28.561.950).

**Generación**

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes cuatro (4) 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 2023:

**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., cuenta con 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 que le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, y durante el período de vigencia del mismo.

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P., había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como "Tramos" de acuerdo con la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Enel se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A., en el 2023 no se presentó 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

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

<b>Clase de Títulos</b>	<b>Bonos Ordinarios</b>
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 11 de septiembre de 2026
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$4.600.000.000
Modificación Razón Social	Enel Colombia S.A. 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 2023:	\$9.000.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2023	\$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2023:	\$5.685.000.000
Administración	Deceval S.A.

El Grupo 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 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	10 años
Fecha de emisión:	20 de febrero de 2007
Fecha de vencimiento:	20 de febrero de 2017
Tasa Cupón	IPC + 5,15% E.A.

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
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$55.500.000	
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.

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

**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 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de Emisión	2 de julio de 2009 para todas las sub-series
Fecha de vencimiento	Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021
Tasa cupón	Sub-serie E5: Tasa Fija 9,27% E.A. Sub-serie B9: IPC + 5,90% E.A. Sub-serie B12: IPC + 6,10% E.A.

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.2023	\$80.127
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$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.2023	\$70.975
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$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.

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

**Sexto Tramo:**

Valor total colocado	\$590.000.000 así:
	Sub-serie B6: \$241.070.000
	Sub-serie B10: \$186.430.000
	Sub-serie B16: \$162.500.000
Costos de transacción al 31 de dic.2023	\$107.138
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$348.930.000
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.

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

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:**

Valor total colocado	\$300.000.000 así:
	Sub-serie E6: \$ 300.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022
Tasa cupón	Sub-serie E6: 7,59% E.A.

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 se encuentra representada en cinco (5) emisiones de bonos vigentes en el mercado local, emitidos desde el 2013 y vigentes al 31 de diciembre de 2023.

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:

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

<b>Clase de Títulos</b>	<b>Bonos Ordinarios</b>
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$600.000.000
Aprobación primera prórroga del plazo de colocación:	Resolución 0624 del 3 de abril de 2013
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 30 de abril de 2016
Aprobación primer incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0407 del 13 de marzo de 2014
Primer Incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$185.000.000 adicionales
Aprobación Segundo incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1780 del 7 de octubre de 2014
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$165.000.000 adicionales
Aprobación tercer incremento al Cupo y prórroga del plazo de colocación	Resolución No. 0623 del 23 de mayo de 2016.
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$560.000.000 adicionales
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 3 de junio de 2019
Modificación al PEC con la inclusión Papeles Comerciales y otros	Resolución No. 1893 del 3 de junio de 2019
Aprobación Cuarto incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0136 del 31 de enero de 2018
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.295.000.000 adicionales
Aprobación Quinto incremento del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0683 del 28 de mayo de 2019
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$595.000.000 adicionales
Tercera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 19 de junio de 2022
Aprobación Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	Resolución No.0146 del 22 de febrero de 2021
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.200.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2023	\$3.040.000.000
Administración	Deceval S.A.
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.P.A., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

En virtud de lo anterior, no se adelantó la renovación del plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación que estaba a nombre de Codensa S.A. E.S.P.

El Grupo ha emitido 10 tramos de bonos bajo el mencionado 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 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años
	Sub-serie B6: 6 años
Fecha de emisión:	17 de febrero de 2010
Fecha de vencimiento:	Sub-serie B3: 17 de febrero de 2013
	Sub-serie B6: 17 de febrero de 2016
	Sub-serie B3: IPC + 2,98% E.A.
	Sub-serie B6: IPC + 3,92% E.A.
Tasa Cupón	

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**

	\$375.000.000, así:
	Sub-serie B5: \$181.660.000
	Sub-serie B12: \$193.340.000
Valor total colocado	\$193.340.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie B5: 5 años
Plazos de emisión	Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	15 de noviembre de 2013 para todas las series

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

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 2023	\$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 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazos de emisión	4 años
Fecha de emisión	15 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	15 de septiembre de 2020
Tasa cupón:	7,70% E.A.

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 2023	\$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 2023	\$200.000.000
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.

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

**Séptimo tramo bajo el programa**

	\$360.000.000, así: Sub-serie E7: \$200.000.000 Sub-serie B12: \$160.000.000
Valor total colocado	\$360.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie E7: 7 años Sub-serie B12: 12 años
Plazos de emisión	11 de abril de 2018
Fecha de emisión	Sub-serie E7: 11 de abril de 2025 Sub-serie B12: 11 de abril de 2030
Fecha de vencimiento	Deceval S.A.
Administrador de la emisión	Sub-serie E7: 6,74% E.A. Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A.
Tasa cupón:	AAA (Triple A)
Calificación	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

**Octavo tramo bajo el programa**

	\$195.000.000, así: Sub-serie B5: \$195.000.000
Valor total colocado	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie B5: 5 años
Plazos de emisión	23 de octubre de 2018
Fecha de emisión	Sub-serie B5: 23 de octubre de 2023
Fecha de vencimiento	Deceval S.A.
Administrador de la emisión	Sub-serie B5: IPC+2,82% E.A.
Tasa cupón:	AAA (Triple A)
Calificación	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**

	\$480.000.000, así: Sub-serie E4: \$280.000.000 Sub-serie B10: \$200.000.000
Valor total colocado	\$200.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie E4: 4 años Sub-serie B10: 10 años
Plazos de emisión	7 de marzo de 2019
Fecha de emisión	Sub-serie E4: 7 de marzo de 2023 Sub-serie B10: 7 de marzo de 2029
Fecha de vencimiento	Deceval S.A.
Administrador de la emisión	Sub-serie E4: 6,30% E.A. Sub-serie B10: IPC +3,56% E.A.
Tasa cupón:	AAA (Triple A)
Calificación	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**

	\$500.000.000, así: Sub-serie E4: \$250.000.000 Sub-serie B7: \$250.000.000
Valor total colocado	\$500.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie E4: 4 años Sub-serie B7: 7 años
Plazos de emisión	25 de agosto de 2020
Fecha de emisión	Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024 Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027
Fecha de vencimiento	

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

Administrador de la emisión Deceval S.A.  
Sub-serie E4: 4.70% E.A.  
Sub-serie B10: IPC +2,45% E.A.  
Tasa cupón:  
Calificación AAA (Triple A)  
Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente					Total no corriente		
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	3 a 4 años		4 a 5 años	5 a 10 años
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
			<b>\$ 85.429.579</b>	<b>\$ 636.410.405</b>	<b>\$ 721.839.984</b>	<b>\$ 756.299.025</b>	<b>\$ 250.000.000</b>	<b>\$ 199.919.873</b>	<b>\$ 522.412.457</b>	<b>\$ 1.728.631.355</b>

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente					Total no corriente		
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años		4 a 5 años	5 a 10 años
B7-16	17,81%	Variable	\$ 6.721.442	\$ 290.130.000	\$ 296.851.442	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
E4-19	6,30%	Fija	1.173.760	280.000.000	281.173.760	-	-	-	-	-
B5-18	15,71%	Variable	5.530.980	195.000.000	200.530.980	-	-	-	-	-
B12-18	16,57%	Variable	5.607.520	-	5.607.520	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	17,93%	Variable	4.150.043	-	4.150.043	-	193.340.000	-	-	193.340.000
B10-14	16,84%	Variable	3.692.805	-	3.692.805	186.379.343	-	-	-	186.379.343
B7-2020	15,29%	Variable	3.631.500	-	3.631.500	-	-	250.000.000	-	250.000.000
B12-13	18,15%	Variable	3.501.424	-	3.501.424	-	362.922.473	-	-	362.922.473
B16-14	17,20%	Variable	3.282.988	-	3.282.988	-	-	-	162.402.597	162.402.597
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	-	200.000.000	-	-	200.000.000
B10-19	16,53%	Variable	2.106.800	-	2.106.800	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15	16,62%	Variable	1.607.600	-	1.607.600	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-09	19,39%	Variable	1.391.052	-	1.391.052	55.403.638	-	-	-	55.403.638
E4-2020	4,70%	Fija	1.165.750	-	1.165.750	250.000.000	-	-	-	250.000.000
E7-17	6,46%	Fija	824.600	-	824.600	200.000.000	-	-	-	200.000.000
			<b>\$ 47.340.264</b>	<b>\$ 765.130.000</b>	<b>\$ 812.470.264</b>	<b>\$ 691.782.981</b>	<b>\$ 756.262.473</b>	<b>\$ 250.000.000</b>	<b>\$ 722.402.597</b>	<b>\$ 2.420.448.051</b>

(3) Al 31 de diciembre de 2023, la principal variación corresponde a la constitución de ciento cuarenta y dos (142) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento	Nacional Activo				
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	29/02/2024	10.000.000	USD	4.798,72	\$ 9.137.328	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.033.276	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/07/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.050.801	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	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	28/06/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.659.658	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.596.629	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.097.952	USD	4.010,27	1.496.720	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.004.521	USD	4.010,27	1.481.350	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	1.012.657	USD	5.292,20	1.437.243	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.391.226	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	2.595.077	USD	4.325,37	1.229.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.326,54	1.102.421	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.290,92	1.101.617	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.200.000	USD	4.650,78	994.476	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800.000	USD	5.256,63	976.870	-



**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	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento					
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.146,75	971.936	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.174,88	965.369	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	15/02/2024	6.838.588	USD	3.994,19	932.236	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/07/2024	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	31/05/2024	700.000	USD	5.224,55	855.247	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2024	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	30/09/2024	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	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	20/10/2024	418.000	USD	5.031,70	505.634	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	400.000	USD	5.095,00	493.003	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.158,00	488.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.191,00	487.735	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	575.000	USD	4.876,80	477.060	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	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	31/01/2024	400.000	USD	4.974,90	445.567	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.028,27	438.496	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.058,46	437.016	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	500.000	USD	4.846,80	414.632	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	495.000	USD	4.820,80	412.317	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/02/2024	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	2/01/2024	1.000.000	USD	4.197,98	375.930	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	300.000	USD	5.125,00	368.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	25/01/2024	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	29/02/2024	300.000	USD	5.002,33	332.575	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/01/2024	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	2/09/2024	576.000	USD	4.557,00	294.310	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	203.931	USD	5.292,20	289.435	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	864.000	USD	4.339,00	285.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	549.000	USD	4.533,00	280.415	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2024	315.000	USD	4.709,20	269.258	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	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	31/05/2024	488.000	USD	4.481,08	251.710	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	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	2/09/2024	577.000	USD	4.442,50	231.062	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024	633.000	USD	4.397,33	227.180	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	550.000	USD	4.422,50	224.554	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	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	30/09/2024	413.000	USD	4.562,03	204.001	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	487.000	USD	4.381,50	203.377	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	235.000	USD	4.762,00	198.249	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	470.000	USD	4.401,50	193.810	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2024	347.000	USD	4.395,79	188.999	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	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	4/09/2024	500.000	USD	4.397,33	179.447	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	29/02/2024	1.313.704	USD	4.004,86	178.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	334.000	USD	4.438,22	176.485	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	177.000	USD	4.813,52	175.490	-

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		Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento						
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/01/2024		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	2/01/2024		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	30/09/2024		412.000	USD	4.457,50	161.750	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024		298.000	USD	4.416,80	160.665	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/04/2024		297.000	USD	4.460,46	155.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/01/2024		346.000	USD	4.293,45	152.939	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/08/2024		400.000	USD	4.403,33	149.175	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024		820.000	USD	4.173,63	145.500	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024		334.000	USD	4.336,50	143.156	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2024		298.000	USD	4.315,50	130.562	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	18/01/2024		936.117	USD	3.971,68	127.254	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		297.000	USD	4.360,50	126.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/01/2024		887757	USD	3.979,91	119.478	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/02/2024		873.132	USD	3.999,53	118.826	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024		67.977	USD	5.292,20	96.478	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024		267.000	USD	4.397,33	95.825	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024		275.000	USD	4.293,00	91.833	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	4/01/2024		214.935	USD	4.232,95	87.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024		230.000	USD	4.191,00	78.409	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024		54.315	USD	5.292,20	77.088	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024		373.000	USD	4.214,33	63.887	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		183.000	USD	4.268,00	61.718	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		183000	USD	4.315,00	60.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024		175000	USD	4.240,93	59.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024		150000	USD	4.362,00	48.977	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024		274.000	USD	4.128,25	48.818	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024		150.000	USD	4.382,00	48.582	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024		232.000	USD	4.033,30	43.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024		100000	USD	4.215,85	34.144	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		183.000	USD	4.104,95	33.203	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		182.000	USD	4.150,93	32.354	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024		175.000	USD	4.080,25	31.719	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024		154000	USD	4.195,63	26.766	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024		55325	USD	4.334,60	26.706	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024		100.000	USD	4.057,25	18.589	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		490.000	USD	4.440,00	-	153.515
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025		100.000	USD	5.472,50	-	122.832
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025		100.000	USD	5.283,50	-	106.082
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		125.000	USD	5.025,75	-	104.061
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2025		209.000	USD	4.605,47	-	97.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		213.000	USD	4.524,50	-	82.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		493.000	USD	4.273,50	-	81.698
<b>Total valoración</b>									<b>\$ 76.927.698</b>	<b>\$ 1.256.036</b>

Al 31 de diciembre de 2022 los derivados de cobertura con valoración pasiva son:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento						
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/03/2023		18.894.518	USD	4.956,85	\$ 1.197.105	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	19/01/2023		12.134.525	USD	4.884,80	729.536	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/01/2023		12.179.275	USD	4.893,95	705.927	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	28/02/2023		9.038.385	USD	4.923,04	542.695	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023		5.889.326	USD	4.911,12	441.707	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023		1.500.000	USD	5.300,60	247.704	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023		1.000.000	USD	5.335,35	166.513	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2023		500.000	USD	5.128,39	83.487	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023		500.000	USD	5.232,52	83.484	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023		500.000	USD	5.195,51	83.252	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/06/2023		500.000	USD	5.164,12	82.950	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023		500.000	USD	5.267,13	81.643	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	18/05/2023		1.938.925	USD	4.980,90	75.758	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023		486.077	USD	4.948,82	43.097	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/03/2023		458.720	USD	4.918,19	17.911	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	19/01/2023		212.956	USD	4.866,11	8.628	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2023		120.590	EUR	5.288,01	5.653	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	17/08/2023		177.463	USD	5.069,57	5.488	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/02/2023		137.541	USD	4.891,14	5.382	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/05/2023		500.000	USD	4.927,74	1.870	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	19/10/2023		70.985	USD	5.135,25	1.861	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023		800.000	USD	4.864,91	1.701	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023		700.000	USD	4.895,72	863	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023		200.000	USD	5.020,25	566	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023		300.000	USD	4.837,59	385	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023		400.000	USD	5.052,75	280	-
<b>Total valoración</b>									<b>\$ 4.615.446</b>	<b>\$ -</b>

**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 2023 y 2022 el Grupo no posee coberturas de inversiones netas en el exterior.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo cuenta con \$3.482.496.068 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

(4) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios (a)	\$ 10.047.105	\$ 96.608.555	\$ 9.908.683	\$ 110.753.564
Vehículos (b)	8.655.523	5.297.191	14.023.280	9.620.352
Terrenos (c)	9.398.887	139.705.485	8.289.244	141.270.842
Maquinaria y equipo		-	194.237	-
Redes eléctricas	-	663.284	615.268	-
<b>Total</b>	<b>\$ 28.101.515</b>	<b>\$ 242.274.515</b>	<b>\$ 33.030.712</b>	<b>\$ 261.644.758</b>

- La disminución en edificios corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$6.238.264, Almacenadora internacional de carga Almincarga S.A., por \$869.669, Canales Andrade y CIA por \$259.426, Inversiones Macondal por \$245.630, y nuevo contrato con Aseos Colombianos Aseocolba S.A., por \$1.703.345 y renovaciones de contratos con Julio Flechas Vega \$106.696, Paola Londoño Muñoz por \$99.218 y Gestión inmobiliaria MIC S.A.S., por \$91.104.
- La disminución corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$8.409.276, Busexpress S.A.S. por \$3.588.009. Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$2.576.408 y ALD Automotive S.A. por valor de \$1.925.268. Por otro lado, con un menor impacto a la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$4.115.866, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotive S.A por \$1.986.542.
- El incremento corresponde principalmente a contratos nuevos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos renovables Maria Cecilia Botero Botero por \$9.141.240, Agro Inversiones Campo por \$3.808.398, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$2.978.334, Agropecuaria Doña Barbara por \$1.218.226, FBM S.A.S. por \$1.072.989, Rosa Lilian Borja Alvarado por \$750.222, Granja productora del Caribe por \$547.142, Malviris Zamora por \$450.248, Luz Charris y Herederos S.A.S por \$412.134 y renovación de otros contratos con Mercado Ines Burgos \$395.969, Ramiro Antonio Manjarrez \$233.256, Inversiones Macondal \$232.244, Ricardo Alberto Manjarrez por \$225.782 y otros por \$153.544; amortización de capital y pago de intereses de Terrapuerto S.A.S. por \$5.592.480, C.I. ALLIANCE S.A. por \$3.544.093, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$2.420.685, Maria Cecilia Botero Botero por \$1.024.089.

**Centroamérica**

El detalle de leasing de las compañías Centroamericanas es el siguiente:

**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 Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 530.402	\$ 20.869.732	\$ 908.777	\$ 25.905.115
Edificios	30.080	4.288.493	-	5.160.334
Vehículos	14.409	2.051.695	-	2.467.200
<b>Total</b>	<b>\$ 574.891</b>	<b>\$ 27.209.920</b>	<b>\$ 908.777</b>	<b>\$ 33.532.649</b>

**Panamá:** Corresponde principalmente a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar S.A.; en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá y vehículos para uso en las plantas:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 2.545.194	\$ 12.076.806	\$ 1.750.528	\$ 16.014.955
Edificios	1.780.776	1.757.508	1.413.410	8.307.903
Vehículos	1.362.388	798.104	906.229	1.118.860
	<b>\$ 5.688.358</b>	<b>\$ 14.632.418</b>	<b>\$ 4.070.167</b>	<b>\$ 25.441.718</b>

**Costa Rica:** Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 178.612	\$ 2.070.798	\$ 185.434	\$ 3.094.876
	<b>\$ 178.612</b>	<b>\$ 2.070.798</b>	<b>\$ 185.434</b>	<b>\$ 3.094.876</b>

## 18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.967.710.788	\$ -	\$ 1.165.177.457	\$ -
Estimados por compra de energía y gas (2)	676.859.346	-	526.828.983	23.418.367
Otras cuentas por pagar (3)	425.657.040	241.059.978	264.441.647	306.787.240
<b>Total</b>	<b>\$ 3.070.227.174</b>	<b>\$ 241.059.978</b>	<b>\$ 1.956.448.087</b>	<b>\$ 330.205.607</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2023 el saldo corresponde principalmente a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo Banco Colpatría S.A. \$457.752.704, confirming con Citibank Colombia S.A. por \$116.098.949, y Bancolombia S.A. por \$103.360.845.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son: Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$77.787.313; Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P. por \$58.087.606; Isagen S.A.S. E.S.P. por \$37.211.979; Sungrow Power Supply Co. por \$36.717.679; Siemens S.A.S. por \$27.139.253; Nordex Energy Colombia S.A.S. por \$23.547.213; Soltec Energías S.A.S. por \$21.241.602; Eiffage Energía Colombia S.A.S. por \$20.468.918; XM Compañía De Expertos S.A. E.S.P. por \$19.509.442; Electrónica Santerno S.p.A. por \$19.497.697; J.E. Jaimes Ingenieros S.A. por \$17.407.921; Hidroeléctrica Del Alto S.A. E.S.P. por \$15.889.380; Confipetrol S.A.S. por \$13.495.211; Termoyopal generación S.A. E.S.P. por \$12.701.676; Consultoría y Medio Ambiente S.A. por \$12.500.000; Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P. por \$11.616.769; Andritz Hydro Ltda. por \$11.322.691; Consorcio Obsd. \$10.801.426; Accenture Ltda. por \$10.083.266; incluye también estimados de bienes y servicios \$676.898.747.

### Centroamérica

**Panamá:** Corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía por \$82.528.398.

**Guatemala:** Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de Mercado Mayorista – AMM por \$9.837.693.

**Costa Rica:** Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en las compañías PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$36.042.466.

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$402.239.739; segmento de generación por \$188.117.360 y comercialización de gas por \$5.525.088. Adicionalmente el Grupo presenta una 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 \$30.390.203.

### Centroamérica

**Panamá:** Corresponde principalmente a compras de energía de Enel Fortuna S.A. para cubrir los compromisos de energía de la Compañía, por valor de \$5.495.405.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

**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 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 337.116.457	\$ 241.059.978	\$ 190.366.842	\$ 306.787.240
Saldo a favor de clientes (b)	54.968.932	-	54.240.843	-
Recaudo a favor de terceros (c)	33.571.651	-	19.833.962	-
<b>Total</b>	<b>\$ 425.657.040</b>	<b>\$ 241.059.978</b>	<b>\$ 264.441.647</b>	<b>\$ 306.787.240</b>

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2023 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$133.407.312, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$45.831.184. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por el Grupo 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.

**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 de 224 MW, por valor de \$155.838.052 en el corto plazo y \$241.059.978 en el largo plazo.

**Guatemala:** Corresponde a cuentas por pagar de seguros todo riesgo por un valor de \$2.039.909

(b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2023 corresponde a los saldos a favor de clientes por valor de \$52.469.426, generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

**Centroamérica**

**Guatemala:** Corresponde principalmente a saldo a favor de clientes en compra y venta de energía por valor de \$2.499.506.

(c) **Costa Rica:** Corresponde a registro de provisiones, principalmente por intereses sobre crédito de General Electric Capital Corporation (GE) para construcción de proyectos Don Pedro y Río Volcán de los años 2017 a 2019 por \$4.841.598, retención de renta a Ministerio de Hacienda por \$4.636.648 y provisiones de obligaciones con MBO Servicios de Negocios S.A., servicios profesionales de auditoría, horas extras de personal y otros por \$1.922.038.

**19. Otras provisiones**

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Provisiones ambientales</b>	<b>\$ 163.079.281</b>	<b>\$ 160.154.727</b>	<b>\$ 165.338.131</b>	<b>\$ 128.372.377</b>
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	87.845.097	11.296.980	105.490.421	2.152.004
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	35.232.194	22.995.525	28.242.097	30.116.699
<i>Plan de Compensación CAR (2)</i>	20.883.217	85.113.214	19.389.926	71.883.146
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	12.157.608	15.484.907	9.099.228	12.568.899
<i>Provisión ambiental el Paso (4)</i>	6.486.717	25.187.897	2.711.479	11.651.629
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	474.448	76.204	404.980	-
<b>Provisión de reclamaciones legales (5)</b>	<b>18.397.851</b>	<b>18.450.530</b>	<b>17.053.613</b>	<b>8.640.394</b>
<i>Sanciones Quimbo y Guavio</i>	16.803.667	-	-	-
<i>Civiles y otros</i>	1.594.184	11.757.656	12.907.515	6.333.309
<i>Laborales</i>	-	6.692.874	4.146.098	2.307.085
<b>Desmantelamiento</b>	<b>14.218.468</b>	<b>20.308.114</b>	<b>13.301.006</b>	<b>154.427.735</b>
<i>Desmantelamiento de PCBs (6)</i>	13.709.441	2.175.291	13.301.006	2.966.463
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	509.027	12.626.833	-	9.533.357
<i>Desmantelamiento Central Cartagena (7)</i>	-	-	-	138.140.857
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	5.505.990	-	3.787.058
<b>Otras provisiones</b>	<b>29.778.244</b>	<b>20.010.614</b>	<b>44.757.778</b>	<b>36.516.781</b>
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (8)</i>	26.061.621	-	22.576.736	-
<i>Provisión Recuperación Tomíné (9)</i>	3.716.623	3.366.367	9.912.481	-
<i>Provisión Fondo Electrificación Rural (10)</i>	-	15.951.110	6.316.019	3.963.815
<i>Otros</i>	-	693.137	-	693.137
<i>Provisión Fondo de Transición (11)</i>	-	-	5.952.542	8.224.823
<i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (12)</i>	-	-	-	23.635.006
<b>Total Provisiones</b>	<b>\$ 225.473.844</b>	<b>\$ 218.923.985</b>	<b>\$ 240.450.528</b>	<b>\$ 327.957.287</b>

- (1) La provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2026. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% y a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA, respectivamente.

### **Reclamación Consorcio Impregilo**

Durante el año 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante Enel Colombia S.A. E.S.P. una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de Junta Directiva No. 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. Enel Colombia S.A. E.S.P. en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por Enel Colombia S.A. E.S.P. para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del adendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en Junta Directiva y formalizados en adendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reclamación al contratista y a el Grupo AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de Enel Colombia S.A. E.S.P. AXA Colpatria Seguros S.A. rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria Seguros S.A. indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá, en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y AXA Colpatria Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda sumaban \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvención (Contrademanda), por valor de \$3.712.037. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por Enel Colombia S.A. E.S.P., rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

Las convocadas Consorcio Impregilo OHL y AXA Colpatria Seguros S.A., se pronunciaron dentro del término de ley sobre las reformas de la demanda de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.), oponiéndose a las pretensiones y objetando el juramento estimatorio de perjuicios.

El 7 de diciembre de 2021 se instala la audiencia de fijación de gastos y honorarios. Se nombraron árbitros en el proceso, por lo que se pone en conocimiento de las partes por el término de 5 días para que, si a bien lo tienen, formulen solicitud de relevo.

Se notifica el Auto No 37, en el que se resuelve, entre otras cosas, establecer los gastos y honorarios del arbitramento que deberán pagar las partes, y fijar el 26 de enero de 2022 para realizar la primera audiencia de trámite.

En la audiencia del 26 de enero de 2022, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que Enel Colombia S.A. E.S.P. debe cumplir en 10 días hábiles. Enel Colombia S.A. E.S.P. debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el 22 de febrero de 2022.

En audiencia del 22 de febrero de 2022, en el marco de la primera audiencia de trámite, se decretaron las pruebas pedidas por las partes, las cuales se empezarán a practicar y recaudar en mayo de 2022.

Entre el 10 de mayo de 2022 y el 21 de junio de 2022, se llevaron a cabo las audiencias de práctica de pruebas. Solamente quedaron faltando, aparte de concluir las disputas relativas a la exhibición de documentos de Enel Colombia S.A. E.S.P. al Consorcio, la declaración del Representante Legal de Ecoinsa, empresa que presentó el dictamen de contradicción a nuestra reclamación de lucro cesante, la declaración de Gonzalo Lozano Triana y la declaración del Representante Legal de FEC, todos peritos, las cuales se programaron para el 2, 4 y 9 de agosto de 2022, respectivamente, a partir de las 9:30 am.

El 30 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó un memorial mediante el cual se pronuncia frente al memorial presentado por el Consorcio el 13 de junio de 2022, en relación con los documentos que supuestamente la parte convocante ha omitido exhibir.

En el mes de agosto de 2022, concluyó el período probatorio y se presentaron los alegatos de conclusión.

El Tribunal en auto del 31 de agosto de 2022, ordenó de oficio la ampliación de los informes técnicos presentados por los contratistas de Enel Colombia S.A. E.S.P., Ingetec y Consorcio Maseq Moreno, relacionados con los diseños del Presa y el informe pericial de Lucro Cesante; las ampliaciones fueron presentadas y se dispuso a aplazar las demandadas, por un término de cinco (5) días, que vencieron el 10 de octubre de 2022.

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la aseguradora llamada en Garantía por la demandada Axa Colpatria Seguros S.A., eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre de 2022 en los términos de los artículos 275 y 276 del Código General del Proceso, ordenó a Ingetec y al Consorcio M&M (Contratista de Enel Colombia S.A. E.S.P.) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

El término para rendir las aclaraciones venció el 19 de octubre de 2022, fecha en la cual se presentaron los informes respectivos. Actualmente se continúa a la espera de que el Tribunal ordene cerrar el período probatorio y corra traslado para alegar de conclusión, y de acuerdo con los términos legales se espera que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El 15 de noviembre de 2022, en audiencia, se notifican las siguientes providencias:

Auto No. 72, en el que se resuelve declarar "...que, hasta esta etapa del proceso, no hay irregularidad o vicio que configure una nulidad, que hubiere que sanear...".

Auto No. 73, en el que se resuelve, entre otras cosas, (I) declarar concluida la práctica de las pruebas, y (II) fijar el 14 de febrero de 2023, para realizar, en forma presencial, la audiencia de alegatos de conclusión. En ese orden de ideas se mantiene la posibilidad, y de acuerdo con los términos legales que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El Tribunal el 1 de febrero de 2023, notificó el Auto No. 74, en el que se resuelve reprogramar la audiencia de alegatos para el 7 de marzo de 2023.

El 6 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 75, en el que se resuelve decretar, como prueba de oficio, un informe que habrá de rendir Ingetec sobre el valor que en el pago hecho por Emgesa a Ingetec con ocasión del reperfilado, corresponde a los trabajos relativos a la Galería GD2.

El 13 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 76, en el que se resuelve correr traslado, por el término de 3 días, del informe rendido por Ingetec el 9 de febrero de 2023.

El 7 de marzo de 2023 se realizó la audiencia de alegatos para escuchar los argumentos de las partes.

Mediante Auto No. 78 se fijó que el 16 de agosto de 2023, se llevará a cabo la audiencia en la que se proferirá el laudo.

El 16 de agosto de 2023 se profirió y notificó el laudo que dirimió las controversias entre, por un lado, Enel Colombia S.A. E.S.P. y por el otro, Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.), OHL Colombia S.A.S. y Axa Colpatria seguros S.A., con ocasión de la deficiente construcción del enrocado de protección del espaldón aguas abajo en el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, con los siguientes resultados:

1. Frente a la demanda principal, promovida por Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante Enel):

1.1. Condenaron a Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y a OHL Colombia S.A.S. a pagar a Enel la suma de \$24.244.381 por concepto de daño emergente, más \$66.898 (equivalente a 20.456 francos suizos) por concepto de los pagos hechos a AFC Consult Switzerland, más \$7.346.098 por concepto de la actualización monetaria. Estas son las sumas que resultan después de reducir la condena en un 65%, que, consideró el Tribunal, fue la participación de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la acusación de los daños.

1.2. Las pretensiones de pago del lucro cesante y cláusula penal y fueron negadas.

1.3. Las pretensiones de la demanda que buscaban que Axa Colpatria seguros S.A. asumiera la condena correspondiente como aseguradora de cumplimiento, no prosperaron. Por ese motivo, Enel fue condenada a pagar a esta aseguradora la suma de COP \$875.000 por concepto de costas. 2. Frente a la demanda de reconvenición, promovida por Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., condenaron a Enel a pagar la suma de COP \$492.112 por concepto de intereses por los 23 días de mora en que incurrió respecto del pago de las sumas de dinero acordadas en el literal b) de la cláusula tercera del Adendum No. 17 del contrato, más COP \$2.173.329 por concepto de obras ejecutadas no pagadas, más \$655.910 por concepto de reajuste de las obras ejecutadas no pagadas, más COP \$204.282 por actualización monetaria del valor adeudado por intereses moratorios en el pago de las obligaciones derivadas del Adendum No. 17 desde febrero de 2017 hasta la fecha del laudo, más COP \$1.174.457 por actualización monetaria del valor adeudado por cantidades de obra ejecutadas y no pagadas incluido el reajuste, desde febrero de 2017 hasta la fecha del laudo.

Al declarar la prosperidad de las excepciones de “Compensación” propuestas por la parte convocante y por las demandantes en reconvenición, la condena final a cargo de Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., y a favor de Enel, es por la suma de COP \$26.957.284. Sobre este valor, Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S. deben pagar a Enel Colombia S.A. E.S.P. intereses comerciales moratorios a la máxima tasa legalmente permitida, los que se causarán luego de que venza el término de 5 días siguientes a la fecha de ejecutoria del laudo, y hasta cuando el pago se haga efectivo.

El pasado 11 de septiembre de 2023, fecha en la que quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., pagaron a Enel Colombia S.A. E.S.P., una vez aplicada la respectiva compensación, la totalidad de la suma adeudada, esto es, \$26.957.284. Este proceso queda 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 de 2006.

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó a la ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. Al 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la ANLA.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% al corte del 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:



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

1. Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.
2. Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales.

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

“Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019”.

Lo anterior, requiere que Enel Colombia S.A. E.S.P. conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe “incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”. Así mismo determinó que “no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”.

Dado lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. continua con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

El artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo del 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), establece la oportunidad de acogerse a un incremento de la obligación de inversión del 1% de acuerdo con la fecha de expedición de la Licencia Ambiental, para las empresas que deben cumplirla y tienen presupuesto pendiente por invertir.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo 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, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente. En este sentido considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como “en ejecución” el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

La diferencia entre el valor total actualizado del plan 1% y el valor en ejecución, es considerado por la ANLA como “valor por ejecutar” el cual asciende a \$13.130.664.

<b>BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%</b>	
Liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% actualizada (Artículo 321)	\$ 15.989.664
Valor en ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1%	(2.859.000)
Valor de la inversión forzosa de no menos del 1% por ejecutar Actualizado.	<b>\$ 13.130.664</b>

El 24 de febrero de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó ante la ANLA la respuesta a los requerimientos reiterativos asociados a la inversión del 1%, establecidos mediante acta de oralidad 540 del 18 de diciembre de 2020. A la fecha no se tiene respuesta por parte de la autoridad ambiental.

Mediante Auto 01481 del 17 de marzo de 2021 la ANLA, ordena el inicio del procedimiento sancionatorio, por presuntos incumplimientos respecto al programa de adquisición de predios de la inversión del 1%. Enel Colombia S.A. E.S.P. por su parte presentará la cesación del procedimiento.

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747, Enel Colombia S.A. E.S.P. procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

A su vez, en este proceso con la CAM se deberá incluir el valor liquidado del 1% por concepto de las obras adicionales realizadas para la construcción del sistema de medición de filtraciones cuyo valor base es de \$23.866.318.

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, Enel Colombia S.A. E.S.P. avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444; así como, el valor asignado inicialmente al municipio de La Argentina por de (\$296.320.678) se destine a la línea de inversión "Adquisición de predio y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas."

Adicionalmente, la CAM solicitó el cumplimiento de los siguientes requisitos de los predios que se adquieran a través de la línea de inversión mencionada anteriormente:

1. Que sean predios de más de 50 hectáreas.
2. Que los predios se encuentren al interior de las zonas de conservación en más del 50% de su área total.
3. Que la adquisición de los predios se haga dando cumplimiento a cada una de las líneas de inversión descritas en el Artículo Segundo de la Resolución 00462 de 2021.

De otra parte, la ANLA, con relación a los compromisos adquiridos en la mesa técnico-jurídica llevada a cabo el 07 de mayo de 2021, mediante Resolución 2398 de 2021, confirmó que Enel Colombia S.A. E.S.P. debe adelantar la gestión pertinente ante el IGAC para sanear los predios con relación a la concordancia de las áreas en la oficina de Registro (certificado de libertad y tradición) y Catastro (IGAC).

Con relación al programa de Formación de Promotores Ambientales, la ANLA determinó lo siguiente:

Para este programa, la Sociedad en el ICA No. 24, menciona que:

"En la mesa técnico-jurídica celebrada el 07 de mayo de 2021 entre la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, la ANLA y Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P.), la ANLA se comprometió a definir cuales insumos de los costos requeridos para la ejecución del programa se podrán imputar al Plan de Inversión 1%. A la fecha Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P.) no ha recibido respuesta. Se adjunta acta de reunión".

Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, carnets y soportes de finalización del proceso diplomas) estos serán elegibles con cargo a la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1%, con la justificación respectiva que acredite la necesidad de los mismos en desarrollo del contrato celebrado, igualmente deberán ser soportados técnica y financieramente.

En concordancia con lo anterior, a través de memorando interno 2021196452-3-000 del 13 de septiembre de 2021, la Oficina Asesora Jurídica – OAJ de la Autoridad Nacional, emitió pronunciamiento frente a la consulta sobre compensación del componente biótico y de inversión forzosa de no menos del 1%, realizada por la Cámara Colombiana de Infraestructura (CCI), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) y la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN)."

Con base en lo anterior, el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. informó a la CAM que continuará con la actividad de compra de predios conforme a los lineamientos establecidos tanto por la ANLA como por la CAM; sin embargo, resaltamos las dificultades de tiempo que traerá para la ejecución del plan del 1% la gestión que se realizará ante el IGAC con respecto a la concordancia que debe existir entre las áreas de los predios de los títulos de propiedad, el certificado de libertad y tradición (Registro) y Catastro.

Por otra parte, y teniendo en cuenta las precisiones que manifiesta la ANLA con relación al Programa de Promotoría Ambiental, se procederá a evaluar la información suministrada para la ejecución de dicho programa.

El 29 de marzo de 2022 mediante radicado ANLA 2022058211-1-0000, Enel Colombia solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones, pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%:

1. Costos del proceso de normalización de los predios que implica diferentes trámites ante las entidades públicas que hacen parte del proceso y son necesarios y obligatorios.

Así mismo se informa que, "debido a las dificultades operativas que presenta el IGAC, Enel Colombia S.A. E.S.P. estudia la posibilidad de realizar un convenio de cooperación con el municipio de Garzón, quien fue autorizado como gestor catastral en la Resolución 1698 del 9 de noviembre del 2021, "Por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Garzón-Huila y se dictan otras disposiciones."

En este sentido, se solicitó que todos los costos en que incurra Enel Colombia S.A. E.S.P. para estos procesos de saneamiento predial se puedan cargar al presupuesto del Plan de Inversión del 1%.

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas."

En este sentido, es preciso conocer si las actividades de identificación visual del paisaje con fotografías aéreas, el uso de drones y los informes de las actividades anexas pueden ser costeadas con el presupuesto del Plan de inversión forzosa del 1%.

3. Se autorice el pago de visitas de la CAM para emitir los respectivos conceptos de aprobación o descarte para la compra de los predios ofertados por los municipios costos con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Mediante radicado 2022104387-2-000 del 26 de mayo de 2022 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la "recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica", justificando la necesidad de estos y financieramente aportar contratos, convenios, actas de avance, presupuestos efectivamente ejecutados, facturas y comprobantes de egreso que demuestren los valores cancelados.

1. Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, "actividades anexas"), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.
2. Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

Mediante Acto Administrativo No. 1572 del 22 de julio de 2022- Expediente LAM4090 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

"Artículo primero: aceptar como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de sesenta y dos millones cuatrocientos diecinueve mil doscientos setenta y nueve pesos con siete centavos. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de seis mil doscientos cuarenta y un millones novecientos veintisiete mil novecientos siete pesos m/cte. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo."

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. solicitando las siguientes aclaraciones:

1. Respecto al párrafo segundo del artículo segundo de la Resolución No. 1572 del 22 de julio de 2022, solicitamos respetuosamente se realice la verificación de los valores y se aclare la cifra de (\$1.225.527), correspondiente al incremento del 10%, toda vez que al aplicar dicho porcentaje a la base a actualizar de \$1.229.526.748, difiere al valor señalado en la resolución. Como consecuencia de la aclaración, de ser necesario, se realice el ajuste de las cifras que se deriven de la cifra aclarada.

2. Respecto al artículo tercero, solicitamos respetuosamente aclarar que el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA- 26, corresponde al primer semestre de 2022 y no al segundo semestre del año 2021, como lo señala el artículo.

Mediante Resolución 02829 del 30 de noviembre de 2022, la ANLA modifica el artículo segundo de la Resolución 1572 del 22 de julio de 2022, con el cual se actualiza la liquidación parcial acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

<b>BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%</b>	
Valor de liquidación con base en los certificados a costo histórico a 2018	\$ 14.795.967
Valor incremento al porcentaje incremental establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019	1.229.527
<b>Subtotal valor liquidación actualizada al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (Base corte 2018)</b>	<b>16.025.494</b>
Valor 1% Sistema de Medición de Filtraciones (Periodo 2019-2020 aceptado en Resolución 1328 del 28 de julio de 2021)	238.663
Valor adicional ítem adquisición de Terrenos (Periodo 16 de octubre de 2019 a 4 de diciembre de 2020 y año 2021 aceptado en Resolución 1572 del 22 de julio de 2022)	62.419
<b>Total liquidación inversión forzosa de no menos del 1% acumulada a 31 de diciembre de 2021</b>	<b>62.419</b>
Valor en ejecución del Plan de Inversión a la entrada en vigor del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019	2.500.699
Valor por ejecutar del Plan de Inversión del 1%	<b>\$ 13.825.877</b>

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022.

Sumado a lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

En este sentido, se priorizó el proceso de revisión del predio “El Danubio” cuyo estudio de títulos es viable y pasará a aprobación por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM).

De otra parte, el municipio de Garzón recibió aval técnico y financiero por parte de la firma Aguas del Huila al proyecto de PTARD del centro poblado San Antonio del Pescado, y avanza en la realización del plan de saneamiento y manejo del vertimiento como requisito final para la presentación del proyecto a la CAM para aprobación de su ejecución con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Dada la falta de predios para compra desde el pasado 02 de enero de 2023 se realizó la radicación de la solicitud de apertura de la nueva línea de inversión Instrumentación y monitoreo de recurso hídrico a la ANLA. El 13 de febrero de 2023, la ANLA emitió concepto de viabilidad para el uso de la línea de inversión y queda a la espera del proyecto para aprobación. Se realizó reunión de acercamiento con la CAM el pasado 27 de marzo de 2023 y está pendiente la elaboración del proyecto por parte de esta entidad para presentar a la ANLA.

Mediante resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023, la ANLA acepta lo siguiente:

- Como ejecutado la suma de \$460.908 por la adquisición del predio Aguas Claras.
- Como ejecutado la suma de \$698.411 del predio Lote No. 4.
- La propuesta de adquisición del predio El Desengaño ubicado en el municipio de Oporapa.
- Lo referente a la adquisición de predios donde se evidencie al menos el 70% de extensión del total con coberturas, no es un factor excluyente de la adquisición de predios.

Y requiere lo siguiente:

- a) El levantamiento topográfico para dar como ejecutado el monto del predio La Pradera.
- b) El Avalúo del predio Agua Blanca ubicado en el municipio de Paicol expedido el 17 de noviembre de 2020.
- c) El ajuste o aclarar las diferencias encontradas en la ubicación y límites entre el área registrada del predio La Pradera.
- d) La información documental y cartográfica para aprobación de los predios Quebrada Los Monos en el municipio de Isnos y Villa Nohora en el municipio de Palestina.

Enel Colombia S.A. E.S.P., dio respuesta parcial a la resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023 mediante radicado N° 2023068167-1-000 del 31 de marzo de 2023.

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

El 07 de marzo de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó a la ANLA para su aprobación (Radicado N° 2023045547-1-000) un proyecto denominado "Construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales del centro poblado San Antonio del Pescado de Garzón Huila" para cofinanciación con el presupuesto del Plan de inversión del 1%.

El 31 de marzo de 2023, mediante radicado ANLA 2023068722-1-000, Enel hizo entrega del Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 27, en el cual se presentó todo el avance del Plan 1% correspondiente al segundo semestre del año 2022.

La ANLA, posteriormente, en comunicación recibida por Enel Colombia S.A. E.S.P. (Rad ANLA N° 20234700059581) el 12 de mayo de 2023, solicitó la radicación del ICA N° 27 en medio físico, el cual fue debidamente entregado por Enel Colombia S.A. E.S.P. el 29 de mayo de 2023 (Radicado ANLA N° 2023-620-015879-2).

El 31 de mayo de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. dio respuesta a la ANLA (radicado N° 20236200172712), al requerimiento del artículo décimo cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

La ANLA mediante resolución N° 1145 del 05 de junio de 2023, aprobó la inclusión del proyecto mencionado, como parte de la línea de inversión "Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas" con cargo a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%.

Adicionalmente, requirió el ajuste del proyecto y la presentación de un plan de seguimiento y monitoreo del cuerpo de agua detallado, para verificar el cumplimiento de las metas y objetivos del proyecto, dentro del cual solicitó definir indicadores y actividades de socialización con las comunidades. Finalmente, solicita que los resultados de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos sean remitidos a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM con el fin de tomar medidas correctivas en caso de no cumplir con los rangos establecidos en la normativa.

De otra parte, Enel Colombia S.A. E.S.P., mediante radicado N° 20236200197942 del 07 de junio de 2023, dio respuesta a los literales a y c del artículo quinto de la Resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023.

El 26 de junio de 2023, el municipio de Garzón, Empresas Públicas de Garzón (Empugar) y Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto "Construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en el centro poblado San Antonio del Pescado del Municipio de Garzón", por el valor de \$3.077.470.632 y una duración de 18 meses. El aporte del Grupo será de \$2.103.199.390, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$974.271.242. Este acuerdo, incluye para cumplimiento del municipio, los requerimientos de la resolución N° 1145 del 05 de junio de 2023.

El 27 de junio de 2023, el municipio de Elías (Huila) y Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un Convenio para la adquisición del predio denominado "El Desengaño" (47,55 ha) por parte del municipio, con los recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo, por el valor de \$305.806.366. Lo anterior, con el fin de proteger los afluentes del río Magdalena y cuenca abastecedora del municipio de Elías, mediante la conservación y protección del predio mencionado.

El 28 de junio de 2023, el municipio de El Agrado, Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. y Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto "Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales STAR del municipio de El Agrado, Departamento del Huila", por el valor de \$1.243.782.162 y una duración de 06 meses. El aporte de Enel Colombia S.A. E.S.P. será de \$929.930.588, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$81.368.926 y Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. aportará la suma de \$232.482.647.

Con relación a la línea de inversión "Formación de promotores ambientales de la comunidad" Enel Colombia S.A. E.S.P., radicó el 15 de mayo de 2023 a la ANLA, la propuesta realizada por el SENA para la ejecución del proceso de formación. A su vez, Enel Colombia S.A. E.S.P., consulta a la Autoridad sobre la viabilidad del pago de apoyo económico por un valor de \$400 para cada aprendiz, de acuerdo con la propuesta del SENA.

El 21 de septiembre de 2023 se terminó la ejecución del convenio suscrito con el municipio de Elías para la adquisición del predio "El Desengaño" y se inició la liquidación del mismo.

El 27 de septiembre de 2023, el municipio de Garzón suscribió contratos de obra e interventoría para la ejecución del convenio firmado con Enel Colombia S.A. E.S.P., para la construcción de la PTARD en el corregimiento San Antonio del Pescado.

El 29 de septiembre de 2023, la CAM informa mediante radicado 13909 2023-S que es pertinente presentar el avalúo actualizado del predio el Danubio.

Mediante resolución N°002992 del 18 diciembre de 2023 la ANLA evalúa el programa de cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% informa lo siguiente:

Artículo primero: Aceptar a la Sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. la ejecución del programa de "Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales (STAR) del Municipio de El Agrado, departamento del Huila" enmarcado en la línea de inversión "Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas" para el cumplimiento de la obligación de inversión forzosa de no menos del 1% del proyecto "Hidroeléctrico El Quimbo"; de conformidad con lo señalado en la parte motiva del presente acto administrativo.

Mediante Auto N° 011470 del 28 diciembre de 2023 en su artículo primero. Reiterar a el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Presentar el ajuste del Plan de Inversión del 1%, informando la línea y programa en los que se invertirán los recursos disponibles del Plan de Inversión del 1%, de acuerdo con los montos aprobados por esta Autoridad, presentando la respectiva proyección financiera y cronograma de actividades para la ejecución de estos. Lo anterior, en cumplimiento del artículo tercero de la Resolución 1572 del 2 de julio de 2022 y artículo sexto de la Resolución 283 del 17 de febrero de 2023.

Artículo segundo. Requerir a el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P., para que en el término de tres (3) meses contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos registros documentales:

1. Informar dentro del cuerpo de la certificación de revisor fiscal del año 2022, el valor del monto base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, del proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en pesos, para el periodo 1° de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022, detallado en los ítems establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2021.
2. Especificar y aclarar si los valores reportados en el anexo del certificado del año 2022, en la columna "Valor /Moneda Objeto", radicado 20236200172712 del 31 de mayo de 2023, se expresan en pesos o en millones de pesos.
3. Incluir en la base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, el costo de adquisición o expropiación de los predios, legalizados en el año 2022.
4. Presentar la información técnica del predio La Victoria ubicado en el municipio de Altamira, para evaluación por parte de esta Autoridad.
5. Presentar la siguiente información para el predio El Desengaño:
  - a. Soporte financiero del tercer pago, por la suma de \$122.322.546, equivalente al 40% de su adquisición.
  - b. Avalúo comercial adquirido con recursos de la inversión forzosa de no menos del 1%; adjuntando los soportes del pago del avalúo por la suma de \$4.757.569.
  - c. Presentar la caracterización biótica, física y socioeconómica.
  - d. Presentar el avalúo comercial del predio La Reserva- Lote 8 ubicado en el municipio de Paicol.
  - e. Presentar la información de los análisis jurídicos realizados al predio Bella María ubicado en el municipio de Saladoblanco el cual ya cuenta con aval del COLAP y concepto de la CAM.

(2) Al 31 de diciembre de 2023, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

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

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

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

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que el Grupo demandó la resolución CAR No. 20207100872 de 2020, buscando que la misma sea anulada, hasta tanto no se tenga 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.

(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 10,18% E.A.

(4) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:

- Parque Solar El Paso: en el departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 10,25% EA, con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

- La Loma: Ubicado en el departamento del Cesar, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 2200 de 9 de noviembre de 2019 otorgada por la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), la licencia otorgada a la sociedad EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. la cual incluye las etapas preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 9.52% EA, con un plazo de ejecución estimado de 5 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación y mantenimiento del plan de compensación del componente biótico.

- Fundación: Ubicado en el departamento del Magdalena, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 0657 de 8 de marzo de 2021 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 16.96% EA, con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación del plan de compensación del componente biótico.

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

(5) Al 31 de diciembre de 2023, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.807.183 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$36.848.381 (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.

<b>Provisión Sanciones Quimbo y Guavio</b>	<b>Valor provisión</b>
<i>Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible</i>	\$ 10.579.305
<i>Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena</i>	5.660.184
<i>Corporación Autónoma Del Guavio</i>	334.814
<i>Autoridad Nacional De Licencias Ambientales</i>	229.364
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 16.803.667</b>

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

Al 31 de diciembre de 2023, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

<b>Procesos</b>	<b>Calificación</b>	<b>No. de Procesos</b>	<b>Valor de la Contingencia</b>	<b>Valor provisión</b>
Distribución - Civil	Posible	250	\$ 797.948.538	\$ -
	Probable	41	25.017.329	7.825.693
	Remota	9	12.916.939.354	-
<b>Total distribución - Civil</b>		<b>300</b>	<b>13.739.905.221</b>	<b>7.825.693</b>
-Distribución-Laboral	Posible	163	29.394.383	-
	Probable	38	11.760.651	8.070.703
<b>Total distribución-Laboral</b>		<b>201</b>	<b>41.155.034</b>	<b>8.070.703</b>
Generación-Inundaciones A97	Posible	3	169.370	-
	Probable	1	2.953.181	627.362
<b>Total generación-Inundaciones A97</b>		<b>4</b>	<b>3.122.551</b>	<b>627.362</b>
Generación-Inundaciones D97	Posible	6	5.180.408	-
	Probable	1	154.016	353.080
<b>Total generación-Inundaciones D97</b>		<b>7</b>	<b>5.334.424</b>	<b>353.080</b>
Generación-Laboral	Posible	30	6.824.164	-
	Probable	6	2.845.223	1.464.764
<b>Total general Total Generación-Laboral</b>		<b>36</b>	<b>9.669.387</b>	<b>1.464.764</b>
<b>Generación-Otros</b>	Posible	43	2.403.123.234	-
	Probable	6	13.320.812	208.750
	Remota	2	-	-
<b>Total Generación-Otros</b>		<b>51</b>	<b>2.416.444.046</b>	<b>208.750</b>
<b>Quimbo</b>	Posible	158	570.336.333	-
	Probable	1	5.377.741	1.400.000
<b>Total Quimbo</b>		<b>159</b>	<b>575.714.074</b>	<b>1.400.000</b>
<b>Renovables</b>	Posible	4	15.837.784	-
	Remota	1	-	-
<b>Total Renovables – Laboral</b>		<b>5</b>	<b>15.837.784</b>	<b>-</b>
<b>Total general</b>		<b>763</b>	<b>\$ 16.807.182.521</b>	<b>\$ 19.950.352</b>

<b>Concepto</b>	<b>Valor de la provisión a 2023</b>
Sanciones Quimbo y Guavio	\$ 16.803.667
Primas de éxito	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450
Sanciones	637.735
VPN	(5.674.524)
	<b>\$ 16.898.029</b>

(6) Corresponde principalmente a la provisión de desmantelamiento de PCBs.

Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado



por la resolución 1741 de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

#### **Exportación de transformadores contaminados**

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA – expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados.

Desde 2017, el Grupo inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre de 2016 se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de "Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs. Durante 2022 se realizaron dos actividades de lavado de carcasas y una de decloración de aceite.

#### Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (en adelante CAM) con una duración de 3 años y cuyo objetivo fue realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$4.419.000.

En el 2021, se firmó un nuevo contrato con la empresa CAM para la ejecución de actividades de levantamiento, marcación y muestreo de equipos con contenido de aceite. En julio de 2021 inició labores en terreno y se adelantaron actividades de identificación por \$748.387.

Al 31 de diciembre de 2023 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 2023 es de \$15.884.732, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 16,84% 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) Durante el año 2022 el Grupo adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el hidrógeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros períodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la Resolución 1420 del 6 de noviembre de 2015 por la cual se ajusta vía seguimiento la Resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su "Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el período de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época."

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

El 12 de julio de 2023 se suscribió con SMN Termo Cartagena S.A.S. un contrato de compraventa para la enajenación de la planta, por lo cual, se revierte la constitución de la provisión de desmantelamiento sobre los activos con estado actual de obsolescencia.

El acuerdo empezó a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el grupo SMN asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.

- (8) A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

- (9) Corresponde a los valores comprometidos por el Grupo en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con el Grupo de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años y el otro sí número cuatro firmado en diciembre de 2022, con una prórroga de 10 años adicionales.
- (10) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de el grupo Enel Fortuna S.A., sobre el 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 No 58 de 2011 y modificada por la Ley No 67 de 2016; la variación respecto al 2022 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

- (11) En el año 2020 el Grupo reconoció la provisión Fondo de Transición, la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo Enel Colombia. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por el Grupo.

Al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el plan de retiro establecido para los funcionarios del Grupo, se agota el saldo de la provisión por el acogimiento total al beneficio.

- (12) En el año 2022 el Grupo reconoció una provisión para el plan de retiro del personal de la Central Cartagena, teniendo en cuenta que se tiene previsto el desmantelamiento de esta, una vez finalizados sus compromisos regulatorios vigentes.

El 12 de julio de 2023 el Grupo suscribió con SMN Termocartagena S.A.S., contrato de compraventa para la enajenación de la planta.

Al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el plan de retiro establecido para los funcionarios del Grupo, se agota el saldo de la provisión por el acogimiento total al beneficio.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Fondo de Transición	Provisión plan de retiro Central Cartagena	Otros	Total
<b>Saldo Inicial a 01 de enero de 2023</b>	<b>\$ 25.694.007</b>	<b>\$ 167.728.741</b>	<b>\$ 22.576.736</b>	<b>\$ 293.710.508</b>	<b>\$ 14.177.365</b>	<b>\$ 10.279.834</b>	<b>\$ 34.240.624</b>	<b>\$ 568.407.815</b>
Incremento (Decremento)	25.007.201	(141.899.104)	3.484.885	23.015.449	(11.353.887)	-	(5.658.456)	(107.403.912)
Provisión utilizada	(7.296.812)	(23.537.375)	-	(1.421.094)	(3.192.194)	(5.490.898)	-	(40.938.373)
Actualización efecto financiero	(3.007.324)	28.185.227	-	13.654.738	368.716	356.741	-	39.558.098
Recuperaciones	(3.548.691)	-	-	-	-	-	-	(3.548.691)
Reclasificaciones	-	5.725.593	-	(5.725.593)	-	(5.145.677)	-	(5.145.677)
Otro decremento	-	(1.676.500)	-	-	-	-	(4.854.931)	(6.531.431)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>11.154.374</b>	<b>(133.202.159)</b>	<b>3.484.885</b>	<b>29.523.500</b>	<b>(14.177.365)</b>	<b>(10.279.834)</b>	<b>(10.513.387)</b>	<b>(124.009.986)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 36.848.381</b>	<b>\$ 34.526.582</b>	<b>\$ 26.061.621</b>	<b>\$ 323.234.008</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 23.727.237</b>	<b>\$ 444.397.829</b>

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

Del 31 de diciembre de 2022 a 2023 los procesos eventuales variaron en \$1.024.618 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Reparación Directa	\$ (360.842)
	Acciones populares	(1.000)
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	(20.000)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	(86.399)
	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	(5.706)
	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	2.994
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(17.878)
<b>Total Distribución-Civil</b>		<b>(488.831)</b>
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	(39.544)
	Ordinario laboral de primera instancia	1.232.613
<b>Total Distribución-Laboral</b>		<b>1.193.069</b>
Generación-Otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	193.016
<b>Total Generación-Otros</b>		<b>193.016</b>
Generación-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	(53.078)
<b>Total Generación-Laboral</b>		<b>(53.078)</b>
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(172.638)
<b>Total Generación-Inundaciones A97</b>		<b>(172.638)</b>
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	353.080
<b>Total Generación-Inundaciones D97</b>		<b>353.080</b>
<b>Total general</b>		<b>\$ 1.024.618</b>

El Grupo cuenta con un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2023 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$956.450, correspondiente a demanda tasa contributiva de estratificación.

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2023 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Generación-Inundaciones A97	Luz Nelly Olarte Guependo Y Otros Cass Constructores & Cia S. C. A. C. Ss	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	\$ 1.660.000	sep-23
Generación-Otros	Constructores S.A proyectos Construcciones Y Montajes S.A.S Pcm S.A.S Solarte Nacional De Construcciones S.A.S - Sonacol S.A.S	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	1.459.565	sep-23
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	625.000	feb-23
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	620.000	sep-23
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	480.000	sep-23
Distribución-Laboral	Maria Ines Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	480.000	jul-23
Generación-Otros	Luis Alfonso Marin	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	385.000	oct-23
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	353.080	nov-23
Distribución-Laboral	Jesus Eneris Salamandra Díaz	Ordinario laboral de primera instancia	312.000	feb-23
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	224.800	oct-23
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ordinario laboral de primera instancia	206.900	feb-23
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Acción de Reparación Directa	125.058	nov-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	124.000	nov-23
Distribución-Laboral	María Olinda	Ordinario laboral de primera instancia	80.000	jun-23
Distribución-Laboral	Rodríguez De Alonso	Ejecutivo laboral	69.878	may-23
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ordinario laboral de primera instancia	62.286	ago-23
Distribución-Civil	Maria Rutby Acosta De Silgado	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	58.500	ago-23
Distribución-Laboral	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Ordinario laboral de primera instancia	50.000	ago-23
Distribución-Civil	Consuelo Rodriguez Hernandez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	41.596	jul-23
Distribución-Civil	Gabriel Rocha Sarmiento	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	40.000	ago-23
Distribución-Civil	Lorenzo Porras Martinez	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	33.000	oct-23
Distribución-Laboral	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	29.500	oct-23
Generación-Laboral	Maria Inés Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	24.000	oct-23
Distribución-Civil	Marco Tulio Murillo Vásquez	Acción de Reparación Directa	14.100	oct-23
Distribución-Laboral	Yuli Carolina Murillo Romero	Ordinario laboral de primera instancia	5.000	oct-23
Generación-Otros	Efraín Montañez y Silverio Antonio Olarte Gil	Acciones populares	1.857	jul-23

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

b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Sanciones	Autoridad Nacional De Licencias Ambientales.	Sanción ANLA- Quimbo, Res.0381	\$ (3.056.307)	jun-23
Generación-Inundaciones A97	Luz Nelly Olarte Guependo, Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(1.832.638)	dic-23
Sanciones	Corporacion Autonoma Regional	Sanción CAM Resolución 3727	(540.470)	sep-23
Distribución-Laboral	Maria Rutby Acosta De Silgado	Ordinario laboral de primera instancia	(381.026)	dic-23
Sanciones	Corporacion Autonoma Regional	Sanción CAM Resolución 3607	(363.263)	nov-23
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa, Maria Acosta De Salgado Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(250.736)	nov-23
Sanciones	Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios	Sancion Superservicios	(237.423)	ago-23
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(191.984)	oct-23
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	(68.857)	sep-23
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	(60.538)	dic-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	(58.803)	dic-23
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(57.361)	dic-23
Distribución-Laboral	Consuelo Rodriguez Hernandez Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(57.323)	sep-23
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vasquez	Ordinario laboral de primera instancia	(46.078)	may-23
Distribución-Civil	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(35.596)	may-23
Distribución-Civil	Ramiro Tovar Coronado	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	(30.006)	dic-23
Distribución-Laboral	Gilberto Garcia Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	(10.000)	dic-23
Distribución-Civil	Virginia Ariza Navarro Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(9.945)	mar-23
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(6.600)	mar-23
Generación-Otros	Efraín Montañez Silverio Antonio Olarte Gil	Acciones populares	(1.857)	jul-23

c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cass Constructores & Cia S. C. A. C.Ss Constructores S.Aproyectos Construcciones Y Montajes S.A.S Pcm S.A.S Solarte Nacional De Construcciones S.A.S - Sonacol S.A.S	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	\$ 1.459.565	oct-23
Distribución-Civil	María Elvira Díaz Arango	Acción de Reparación Directa	500.000	abr-23
Distribución-Civil	Gilberto Garcia Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	398.233	oct-23
Distribución-Laboral	Janeth Velasco Zamorano	Ordinario laboral de primera instancia	175.863	oct-23
Distribución-Laboral	Ana Delia Arandia Cárdenas Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	145.487	abr-23
Distribución-Laboral	Felix Antonio Cifuentes Olarte	Ordinario laboral de primera instancia	120.000	sep-23
Distribución-Laboral	Luis Antonio Velandia Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	100.000	dic-23
Distribución-Laboral	"Consuelo Rodriguez Hernandez Y Otros "	Ordinario laboral de primera instancia	92.677	oct-23
Distribución-Laboral	Laura Tatiana Lopez Orjuela -Y Otros	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	79.399	feb-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	62.000	dic-23
Distribución-Laboral	Julian Felipe Martinez Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	60.510	oct-23
Distribución-Laboral	Liliana Rocio Castro Ospina	Ordinario laboral de primera instancia	59.949	sep-23
Distribución-Laboral	Salvador Castañeda Millan	Ordinario laboral de primera instancia	56.283	oct-23
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral		45.418	sep-23
Distribución-Laboral	Ana Delia Arandia Cárdenas Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	40.000	oct-23
Distribución-Laboral	Jose Maria Salazar Montealegre	Ordinario laboral de primera instancia	39.655	oct-23
Distribución-Laboral	Henry Bernal Avila	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	abr-23
Distribución-Laboral	German Claros Valenzuela	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	20.000	ago-23
Generación-Laboral	Olga Jeannette Montañez Cruz	Ordinario laboral de primera instancia	15.000	sep-23
Distribución-Laboral	Marlon Deniss Rodríguez Lizcano	Proceso ordinario de Mayor, menor y mínima cuantía	9.072	sep-23
Generación-Laboral	Maria Consuelo Mahecha Bustos	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	7.000	feb-23
Distribución-Laboral	Gustavo Prieto Serrato Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	6.759	oct-23
Distribución-Civil	Margarita Gonzalez Rojas	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	6.000	sep-23
Distribución-Civil	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Proceso ordinario de Mayor, menor y mínima cuantía	5.037	ago-23
Distribución-Civil	Luz Nelly Olarte Guependo Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	4.000	sep-23
Generación-Inundaciones A97	Luis Eduardo Sarmiento	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	3.840	feb-23
Distribución-Laboral	Alberto Chaya Pallares Y Otros	Ejecutivo laboral	2.500	dic-23
Distribución-Civil	Leandro Antonio Herrera	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	1.867	abr-23
Distribución-Civil	Arturo Enrique Sanchez Delgado Y Otros	Proceso verbal de servidumbre (CGP)	1.000	feb-23
Distribución-Civil	Edificio Katherine Ph	Ordinario laboral de primera instancia	1.000	abr-23
Generación-Laboral	Dagnober Loaiza Echeverry	Ordinario laboral de primera instancia	372	sep-23
Distribución-Laboral	Efrain Pinzon Villabona	Ejecutivo laboral	146	sep-23
Generación-Otros	Jose Antonio Suarez Acevedo	Ordinario laboral de primera instancia	59	sep-23

## 20. Pasivos por impuestos

### Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.626.641.615	\$ 1.790.073.730
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	43.951.758	21.484.545
Impuesto por pagar año anterior	-	34.746
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(82.108.172)	(192.496.450)
Autorretenciones otros conceptos	(322.583.980)	(203.927.032)
Autorretenciones de retención en la fuente	(403.011.750)	(329.100.349)
Anticipo de renta año anterior	(452.711.244)	(302.831.588)
Saldos a favor renta Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	-	(4.552.858)
<b>Total, pasivos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 410.178.227</b>	<b>\$ 778.684.744</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 1.658.990.077	\$ 1.767.589.678
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(32.348.462)	22.484.052
<b>Total</b>	<b>\$ 1.626.641.615</b>	<b>\$ 1.790.073.730</b>

Al 31 de diciembre 2023 se presenta un impuesto de renta corriente por \$1.626.641.615 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2024.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 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 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 2023 y 31 de diciembre de 2022 por impuesto corriente así:

	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2022</u>
Total sociedades Panamá	\$ 40.557.566	\$ 13.039.165
Total sociedades Guatemala	1.658.557	6.342.289
Total sociedades Costa Rica	1.735.635	2.103.091
<b>Total pasivo por impuesto corriente neto</b>	<b>\$ 43.951.758</b>	<b>\$ 21.484.545</b>

### Precios de transferencia

#### • Colombia

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

Los deberes formales del año 2022 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2023.

Las transacciones realizadas durante el 2023 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2024 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

• **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las Compañías de Panamá al 31 de diciembre de 2022 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento.

• **Guatemala**

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

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

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

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

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo de 2023.

• **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 2022 se elaboró y se encuentra 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.

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

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 el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

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

Monto de inversión y plazos: Las inversiones del Grupo 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.

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

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, 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 y diciembre de 2023 el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412 y \$263.634 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 el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

ii. 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 2022 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 29 de marzo de 2023.

**21. Otros pasivos no financieros**

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>		<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 174.548.027	\$	177.215.002
Impuestos distintos a la Renta (2)	144.325.684		118.518.005
Anticipos de clientes por uso de redes	25.478.449		3.677.484
Ingresos diferidos	3.818.047		3.818.047
<b>Total</b>	<b>\$ 348.170.207</b>	<b>\$</b>	<b>303.228.538</b>

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

(1) La variación del período presenta una disminución en el anticipo de compras de energía por \$2.666.972, el cual se debe a principalmente a que, para el año 2022 se contaba con anticipos para la línea de distribución y generación.

Al 31 de diciembre del año 2023 se cuenta con anticipos solamente para la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribemar 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 Energia 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 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre del 2022
Provisión para pago de impuestos (a)	\$ 54.247.892	\$ 40.605.337
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (b)	90.077.792	77.912.668
	<b>\$ 144.325.684</b>	<b>\$ 118.518.005</b>

(a) En el Grupo, la variación del período corresponde principalmente a provisión para pago de impuestos, ésta la compone la provisión de ICA que generó un aumento de \$12.755.268.

(b) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre se presenta un aumento de \$12.165.124 que lo compone las retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

### Centroamérica

**Guatemala:** Al 31 de diciembre de 2023 se presenta un saldo de \$2.242.894, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

**Costa Rica:** Al 31 de diciembre de 2023 se presenta un saldo de \$3.186.847, correspondiente al registro del IVA por pagar y retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios.

**Panamá:** Al 31 de diciembre de 2023 se presenta un saldo de \$541.256, correspondiente al registro del Iva por pagar a la tarifa de 7%.

## 22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 91.153.526	\$ 10.835.485	\$ 86.671.716	\$ 11.557.608
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	33.442.032	496.526.650	32.440.715	365.314.784
Beneficios por planes de retiro	5.723.712	-	5.383.396	-
Otras obligaciones (3)	2.046.936	-	1.715.097	-
	<b>\$ 132.366.206</b>	<b>\$ 507.362.135</b>	<b>\$ 126.210.924</b>	<b>\$ 376.872.392</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2023 para Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde principalmente a bonificaciones \$35.649.972, vacaciones y prima de vacaciones \$14.641.908, aportes a seguridad social y parafiscales por \$12.479.395; Cesantías e intereses de Cesantías por \$27.477.891 así mismo, el Grupo 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 al pasivo de cesantías y prima de diciembre por \$130.085.

### Centroamérica

**Panamá:** Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar al seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones anuales, bonificación anual y décimo tercer mes por pagar, el cual asciende a \$5.670.534 al 31 de diciembre de 2023.



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

**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 \$336.870 al 31 de diciembre de 2023.

**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 \$2.355.800 al 31 de diciembre de 2023.

(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 \$121.748.411, costo financiero por \$36.185.619, contribuciones pagadas por (\$37.190.173), adquisiciones por \$10.715.470 y costo del servicio corriente \$753.856.

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 intermedio 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:

<b>Concepto</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Pensionados	1.439	1.445
Edad promedio	71	70

*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 independientemente 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.

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

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

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
<b>Auxilio educativo</b>		
Pensionados	63	89
Edad promedio (Descendientes de pensionados)	19.3	19.4
<b>Auxilio energía</b>		
Pensionados	1.198	1.198
Edad promedio	71	70.3
<b>Auxilio salud</b>		
Pensionados	794	774
Edad promedio	62.7	61.8

*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:

<b>Concepto</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Empleados	118	124
Edad promedio	57,5	57
Antigüedad	31,1	30,2

*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:

<b>Concepto</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Empleados	184	190
Edad Promedio	53,9	54,2
Antigüedad	27	26,5

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma AON Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

*Hipótesis financieras:*

<b>Tipo de tasa</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Tasa de descuento	7,30%	9,51%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	8,66%	8,49%
Tasa de incremento a las pensiones	7,58%	7,42%
Inflación estimada	7,58%	7,42%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

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

*Hipótesis demográficas:*

<b>Base biométrica</b>	
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
Rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
<b>Saldo inicial 01 de enero de 2022</b>	<b>\$ 60.866.104</b>	<b>\$ 7.922.245</b>	<b>\$ 5.866.432</b>	<b>\$ 3.861.634</b>	<b>\$ 1.851.024</b>	<b>\$ 80.367.439</b>
Costo del servicio corriente	-	-	302.003	297.113	47.881	646.997
Costo financiero	15.333.227	3.876.127	574.380	515.572	346.528	20.645.834
Contribuciones Pagadas	(20.474.812)	(4.198.177)	(1.709.949)	(1.835.176)	(3.361.520)	(31.579.634)
Adquisiciones	-	-	-	-	12.021.250	12.021.250
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	26.365.475	(1.005.904)	(1.660.987)	256.515	102.853	24.057.952
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	13.738.843	(254.835)	3.641.583	1.164.066	-	18.289.657
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo provenientes de Fusión.	201.956.444	60.136.909	3.196.908	5.112.382	2.903.361	273.306.004
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>\$ 297.785.281</b>	<b>\$ 66.476.365</b>	<b>\$ 10.210.370</b>	<b>\$ 9.372.106</b>	<b>\$ 13.911.377</b>	<b>\$ 397.755.499</b>
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
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 408.578.881</b>	<b>\$ 77.966.291</b>	<b>\$ 14.992.204</b>	<b>\$ 8.014.679</b>	<b>\$ 20.416.627</b>	<b>\$ 529.968.682</b>

(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 2023 y 2022 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$231.807.374 y \$224.665.427, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma AON Hewitt México, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Tasa de descuento	13,92%	8,97%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	8,78%	3,98%

La variación principalmente corresponde a \$7.141.948 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 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	0	575.229.319
+ 100 puntos básicos	362.058.446	71.433.471	14.228.356	7.777.966	0	455.498.239

Al 31 de diciembre de 2022:

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	330.242.508	71.820.548	10.786.991	9.641.630	14.076.487	436.568.164
+ 100 puntos básicos	268.084.547	61.493.783	9.658.728	9.111.272	13.749.410	362.097.740

(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 2023.

### Convención colectiva de trabajo

#### • Colombia

#### Convención Colectiva de trabajo – SINTRAELECOL

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%
- A partir del año 2023 se incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC.
- 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 tomarán como referentes los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de cuarenta millones de pesos (\$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 sindicato 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 de trabajo**

### **Convención Colectiva de trabajo - ASIEB 2016-2019**

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emgesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía - ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el pasado 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo sin acuerdo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

A la fecha ya fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato, 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.

En lo que respecta a ASIEB-CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

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 que ya emitió el correspondiente laudo arbitral. 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 a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y 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 ya profirió laudo arbitral.

Contra el mismo, el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia - Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022 devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie, a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre este la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación, subiéndose posteriormente a la Corte Suprema de Justicia para ser estudiado. Actualmente el recurso de anulación se encuentra en la Corte Suprema de Justicia.

### **• Centroamérica (Panamá)**

Se tiene Convención Colectiva de Trabajo vigente suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), con vigencia desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre 2024.

Al 31 de diciembre 2023 cubre a 37 (61.6%) de 60 colaboradores en total en esta entidad legal.

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

## 23. Patrimonio

### Capital emitido

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

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

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2023:

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

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

### Distribución de Dividendos

#### Colombia

##### 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 \$2.738.253.685, pagada en su totalidad durante el año 2023.

##### Aprobados en el año 2022

La Asamblea General de Accionistas del 29 de marzo de 2022, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2021 por \$2.448.415.934, pagada en su totalidad durante el año 2022.

Adicionalmente, en la misma Asamblea se aprobó la distribución de utilidades retenidas de los años 2016 al 2020 como pago extraordinario de dividendos por \$1.027.824.051, los cuales se pagaron en el mes de agosto de 2022.

El 28 de abril de 2022 Enel Fortuna S.A., decreto dividendos a sus accionistas por USD75.953.780,89, de los cuales, el 49,96% corresponde participaciones no controladas de terceros diferentes al Grupo.

El 23 de agosto de 2022 Colombia ZE S.A.S. pagó dividendos por \$510.718 a Enel Colombia S.A. E.S.P.

#### Centroamérica

**Panamá:** El 30 de marzo de 2023 se realizó Junta Directiva del grupo Enel Fortuna S.A. en la ciudad de Panamá, república de Panamá previa debida convocatoria a todos los directores. En esta reunión se autorizó por unanimidad la aprobación de la declaración de dividendos para el 2022, por US \$52.710.075 que corresponden al 100% de la utilidad neta del período finalizado el 31 de diciembre de 2022.

El 28 de abril de 2022 Enel Fortuna S.A., decreto dividendos a sus accionistas por US \$75.953.780, de los cuales el 49,96%, corresponde a participaciones no controladas de terceros diferentes al Grupo.

**Guatemala:** El 20 de marzo de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas del grupo Transmisora de Energía Renovable S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas al 1 de enero de 2023 por US \$1.700.000, correspondiente a los períodos 2021 y 2022.

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas del grupo Renovables de Guatemala S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente a los periodos 2014 y 2015 por US \$24.300.000. Atendiendo la disponibilidad de caja, el 7 de diciembre de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas del grupo Renovables de Guatemala S.A.; se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades acumuladas correspondientes a los periodos 2015 y 2016 por US \$5.000.000.

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

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas del grupo Tecnoguat S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente al periodo 2022 por US \$400.000. Enel Colombia S.A. E.S.P., es propietaria de 75% de las acciones de Tecnoguat S.A., por lo que la participación sobre las utilidades aprobadas es de US \$300.000.

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas de el grupo Generadora de Occidente Ltda., se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente a los periodos 2019, 2020 y 2021 por US \$14.000.000.

El 2 de mayo de 2022 se declararon dividendos de Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A., Renovables de Guatemala S.A. y Transmisora de Energía Renovable S.A. hacia sus accionistas por US \$39.500.000 correspondiente a los periodos 2014 – 2018.

**Otras Reservas**

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
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)	351.339.260	381.958.956
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	<b>\$ 1.851.635.302</b>	<b>\$ 1.882.254.998</b>

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

(1) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023 se ordenó liberar \$(30.619.696), de la reserva constituida.

**24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación**

	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
<b>Venta de Energía</b>	<b>\$ 12.686.529.139</b>	<b>\$ 8.662.078.260</b>
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	8.046.879.124	5.671.593.172
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	4.492.126.907	2.829.238.381
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	147.523.108	161.246.707
Transporte de Energía (4)	3.124.196.711	2.472.465.158
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	415.980.655	622.382.464
Arrendamientos	218.723.730	217.739.416
Venta de gas	77.644.963	88.917.322
Servicio de administración de personal	75.188.416	-
Ventas de certificados	505.063	36.375.925
Servicios de muellaje	297.931	290.849
Venta de agua desmineralizada	29.532	6.948
Sanciones y reembolsos	46	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>16.599.096.186</b>	<b>12.100.256.342</b>
Otros Ingresos de operación	136.446.838	123.626.589
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 16.735.543.024</b>	<b>\$ 12.223.882.931</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.865 Gwh, mercado no regulado a 4.623 Gwh y bolsa de energía a 4.127 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de Generación y Comercialización a clientes del mercado mayorista y el mercado no regulado 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a \$448.357.163 y \$349.465.572, respectivamente.

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

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de Generación y comercialización en bolsa, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a \$101.005.520 y \$31.499.082, respectivamente.

En Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. al 31 de diciembre de 2023, corresponde a los ingresos percibidos por el servicio de disponibilidad portuaria en el marco del contrato suscrito con Enel Colombia S.A. E.S.P. por valor de \$1.637.607 y en Enel X S.A.S. E.S.P. corresponde a ventas por comercialización de energía, en clientes como: Bodytech, Creppes & Waffles S.A., Dollarcity S.A. entre otros por valor de \$56.996.875.

**Centroamérica**

**Panamá:** Se obtuvo una venta de energía neta por \$991.975.615 principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

**Guatemala:** Se refleja una venta de energía neta por \$499.103.976, principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A. correspondiente a contratos y en mercado spot, con un precio promedio a diciembre de 2023 de 104,92.

**Costa Rica:** Ventas de energía neta por \$77.775.446, en 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 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.170 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.366 Gwh, clientes comerciales 2.447 Gwh, clientes industriales 1.055 Gwh y clientes oficiales 302 Gwh.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de Distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a \$399.266.325 y \$319.454.040, respectivamente.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2023:

	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2022	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	252,61	337,82	33.7%
Tm	45,93	48,90	6.4%
Pr	51,82	66,27	27.9%
D	207,34	217,82	5.1%
Rm	35,93	17,88	-50.2%
Cv	60,63	69,57	14.7%
<b>Cu</b>	<b>654,26</b>	<b>758,26</b>	<b>15.90%</b>

**Costos de Transmisión:** Aumento de 4,98 \$/kWh, en la componente de Transmisión (10,78%), principalmente por una disminución de 80% en el pago de compensaciones por atrasos en la entrada de proyectos, y por una disminución en la demanda nacional de 3%.

**Costos de Distribución con ADD:** Incremento de 22,93 \$/kWh con respecto al mes anterior, originado principalmente en la variación de las componentes de Restricciones (+15,98 \$/kWh), Transmisión (+4,98 \$/kWh) y Distribución con ADD (+4,75 \$/kWh).

**Costos de Comercialización:** Aumento de 1.95% en comercialización debido principalmente a la variación del IPC, aumento en los costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL y al aumento en las demás componentes del Costo Unitario que conllevan a un aumento en el margen de comercialización.

**Costos de Restricciones:** Incremento de 15,98 \$/kWh, en la componente de Restricciones (635,68%), relacionado con un mayor valor en la generación fuera de mérito, como consecuencia de la disminución en el precio de bolsa.

**Costos de Pérdidas:** Incremento de 0.81% en pérdidas asociado al incremento de las variables de generación y transmisión.

**Costos de Generación:** Disminución de 4,7 \$/kWh en la componente de Generación (1,25%), debido principalmente a una disminución en el precio de bolsa de 411,17 \$/kWh (-43%), ubicándose en 535,25 \$/kWh, con una exposición a bolsa de 21,5%. La estabilidad en este componente se debe principalmente al efecto de la variable Aj, la cual tomó este mes un valor de -59,38 \$/kWh. Los saldos asociados a esta variable tomaron un valor de \$71.019 millones.

**Provisión opción tarifaria**

Durante el 2020 Enel Colombia S.A. E.S.P., optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por el Grupo contra



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

la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 el Grupo se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$361.396.771.

Al 31 de diciembre de 2023 se presenta provisión de los ingresos por pérdidas reconocidas, afectados por el factor de ajuste AJ, que hace parte del componente de Generación "G" de la tarifa final de venta de electricidad generando un incremento en precio de bolsa, superando máximo de referencia que dieron inicio al deber de reconocer dicha provisión en cumplimiento de la resolución CREG 119 de 2007. Al 31 de diciembre de 2023 la provisión de AJ es por \$71.019.380.

(3) Al 31 de diciembre de 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 157 Gwh y otros municipios por 94 Gwh. La disminución se presenta debido a menores venta de Gwh comparado con el año 2022, pasando de 257 Gwh a 251 Gwh.

(4) Al 31 de diciembre de 2023 presenta incremento principalmente a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P., por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$3.060.459.459 y sistemas de transmisión regional \$15.878.067. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución desde el mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

**Centroamérica**

**Guatemala:** Corresponde al servicio de peaje en la línea de transmisión por un valor de \$11.116.097

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2023 se presenta un incremento en los ingresos de servicios empresariales y de gobierno principalmente por otras prestaciones de servicio \$281.881.173 y Servicios de valor agregado \$219.822.205. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución desde el mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

En las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., corresponden a los ingresos operativos, generados por el funcionamiento de la electro-terminal y el cumplimiento del kilometraje de la flota de buses según lo establecido en el contrato de concesión No.107 de 2021 firmado con Transporte del Tercer Milenio – Transmilenio S.A. en su etapa operativa, la cual inició el 17 de febrero de 2022. Los ingresos se reconocen a valor razonable de acuerdo con los parámetros establecidos en la NIIF 15 y CINIFF 12. Estos ingresos se reflejan consolidados a abril de 2023, fecha en la cual el Grupo dejó de tener el control de estas, por la venta del 80% de la inversión que tenía en estas Compañías.

**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:

		<b>Por el año terminado al 31 de diciembre 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre 2022</b>
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 12.686.529.139	\$ 8.662.078.260
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.124.196.711	2.472.465.158
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	415.980.655	622.382.464
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	218.723.730	217.739.416
Servicio de administración de personal	En un punto del tiempo	75.188.416	-
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	77.644.963	88.917.322
Venta de certificados	En un punto del tiempo	505.063	36.375.925
Servicios de muellaje	A lo largo del tiempo	297.931	290.849
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	29.532	6.948
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	46	-
<b>Total ingresos de actividades ordinarias</b>		<b>\$ 16.599.096.186</b>	<b>\$ 12.100.256.342</b>
Otros Ingresos de operación		136.446.838	123.626.589
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>\$ 16.735.543.024</b>	<b>\$ 12.223.882.931</b>

### Activos y pasivos contractuales

#### Activos contractuales

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

#### 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:

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>
Cientes Mayorista	\$ 166.638.046	\$ 127.677.165
Cientes No Regulado	15.709.564	26.659.118
Transporte de energía	13.654.638	1.643.088
	<b>\$ 196.002.248</b>	<b>\$ 155.979.371</b>

### Satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

#### Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

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

#### Venta de gas

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

#### Servicios empresariales y de gobierno

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

#### Otros ingresos

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

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

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

	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
Compras de energía (1)	\$ 6.381.901.654	\$ 2.727.679.797
Costos de transporte de energía (2)	1.484.720.777	1.251.976.846
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	424.147.149	609.935.863
Impuestos asociados al negocio	334.609.805	242.335.213
Consumo de combustible	250.419.376	73.399.492
Compra y consumo de gas	69.035.499	64.368.452
	<b>\$ 8.944.834.260</b>	<b>\$ 4.969.695.663</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 31 de diciembre de 2023 las compras de energía ascienden a 16.241 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores por 9.642 Gwh y compras en bolsa por 6.599 Gwh. Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$368,61/Kwh, tarifa promedio diciembre 2023 \$575,84 vs tarifa promedio diciembre 2022 \$207,23.

### Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2023 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$794.082.626. En Guatemala correspondientes a 79 Gwh, principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Renovables de Guatemala S.A. con un precio promedio de 93,2 USD/Mwh y en Panamá principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Solar S.R.L. a 668,5 Gwh, con un precio promedio de 130 USD/Mwh.

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 31 de diciembre de 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$764.768.851 y transmisión regional \$545.075.913.

En Enel X Colombia S.A.S. corresponde a transmisión regional por \$13.666.975.

### Centroamérica

Se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$123.161.480, principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Green Power Guatemala S.A. En Costa Rica corresponde principalmente a la penalidad en Don Pedro y Rio Volcan por incumplimiento en la entrega de energía según contratos.

(3) A continuación, se presenta detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 177.717.565	\$ 166.112.451
Costos Asociados a equipos de medida	77.847.753	56.597.708
Costos de corte y reconexión	51.678.394	33.400.323
Mantenimiento alumbrado público y otros	32.628.440	17.110.523
Costo CND, CRD, SIC	31.272.653	24.575.911
Otros servicios de apoyo a la generación (b)	18.716.055	15.965.269
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad	20.172.258	10.491.440
Tasa de regulación	4.742.928	7.359.913
Contribuciones Entes Reguladores	5.245.915	6.255.008
Comisiones de contratos de energía	3.449.616	4.694.787
Otros impuestos locales asociados a las ventas	654.069	-
Certificados verdes	21.149	3.786.551
Construcción obras civiles (c)	354	250.858.446
Restricciones	-	12.727.533
	<b>\$ 424.147.149</b>	<b>\$ 609.935.863</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2022, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados

de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

(b) Corresponde a otros costos relacionados a la energía y generación

(c) La disminución en el año 2023 corresponde principalmente a la finalización de la construcción de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II.

## 26. Gastos de personal

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Sueldos y salarios (1)	\$ 449.165.913	\$ 349.458.170
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	88.950.461	62.989.264
Otros gastos de personal (3)	20.173.423	28.652.908
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	628.997	1.792.434
<b>Total</b>	<b>\$ 558.918.794</b>	<b>\$ 442.892.776</b>

Las variaciones corresponden principalmente al proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 (ver nota Fusión1.4).

(1) Los sueldos y salarios para el 2023 y 2022 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Salario	\$ 333.965.152	\$ 229.450.045
Bonificaciones (*)	56.498.341	53.702.032
Prima de Servicios	22.526.920	28.158.446
Vacaciones	19.356.619	15.941.769
Cesantías	11.239.735	14.539.751
Amortización Beneficios Empleados	5.579.146	7.666.127
<b>Total</b>	<b>\$ 449.165.913</b>	<b>\$ 349.458.170</b>

(\*) Como resultado de la aceptación del plan de retiro por parte del personal, se generan variaciones principalmente en los rubros de gasto por provisiones de retiro y gastos actuariales, los cuales son evaluados bajo los criterios del cálculo actuarial.

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2023 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 15,12% (porcentaje equivalente al IPC del año 2022 del 13,12% más 2,0%), 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 2022 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 16,00% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2022, decretado por el Gobierno Nacional).
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2022 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 corresponde principalmente a la fusión con Codensa S.A. E.S.P, realizada en 2022. Durante el año se ha reconocido gastos por concepto de beneficios y auxilios por \$4.574.632, procesos laborales \$1.977.453, gastos médicos por \$462.956, gastos de recreación \$588.766, aportes sindicales \$361.920, y beneficios actuariales \$151.838.

(4) La variación se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

## 27. Otros gastos fijos de operación

**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 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 375.156.976	\$ 274.587.087
Reparaciones y conservación (2)	163.134.020	136.542.783
Otros suministros y servicios (3)	112.103.682	73.636.418
Primas de seguros (4)	58.442.400	55.789.130
Arrendamientos y cánones	22.235.899	15.141.060
Tributos y tasas	16.490.911	15.261.362
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	16.347.060	14.887.914
Gastos de transportes y viajes	13.589.425	13.231.450
<b>Total</b>	<b>\$ 777.500.373</b>	<b>\$ 599.077.204</b>

(1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (a)	\$ 108.045.807	\$ 78.769.428
Honorarios (b)	79.408.201	57.168.877
Toma de lectura	43.429.068	33.439.521
Otros contratos de administración y operación (c)	30.050.307	24.577.299
Contratos recuperación de mercado (d)	27.742.985	21.883.219
Gastos generales de administración	28.975.122	14.496.149
Servicio de personal temporal	16.526.103	14.872.117
Servicios de telecomunicaciones	16.223.441	10.278.997
Contratos atención al cliente	10.393.767	7.574.573
Casino y cafetería	7.441.339	6.275.191
Entrega de facturas	5.270.940	3.604.785
Contratos gestión impagos	2.133.342	1.349.466
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas	142.767	1.063.380
Contratos de recaudos	-	4.203.139
Litigios civiles y administrativos (e)	(626.213)	(4.969.054)
<b>Total</b>	<b>\$ 375.156.976</b>	<b>\$ 274.587.087</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, principalmente Amazon Web Service, Synergia 4J, Génesis y las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.

(b) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a honorarios de las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., por la construcción de los patios en las etapas preoperativas y operativas en concesión, que se tienen con Transporte del Tercer Milenio Transmilenio S.A. Adicionalmente, en las compañías de Centroamérica los gastos por honorarios ascienden a \$11.182.405.

(c) Corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas.

(d) Se reflejan los costos relacionados con los contratos para la gestión de la cartera y su recuperación.

(e) A 31 de diciembre de 2023 se presenta una disminución en los costos de la provisión de litigios y contingencias por fallos a favor en procesos y cambios en la calificación de la contingencia.

(2) Corresponde a costo de los contratos asociados al mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables, subestaciones de energía y plantas de generación del Grupo y los materiales empleados en los mismos, su incremento se debe a un mayor número de incidencias.

(3) Estos costos se presentan principalmente por el registro de los servicios públicos, la ejecución de contratos de vigilancia, costos por la emisión de bonos, pago de contribuciones y suscripciones, entre otros; su incremento se da por el retorno al trabajo presencial en las diferentes oficinas del Grupo.

(4) Estos costos corresponden a el valor de las pólizas de seguros de todo riesgo sobre la infraestructura del Grupo a las de responsabilidad civil extracontractual y directivos.

## 28. Gastos por depreciación, amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Depreciaciones (1)	\$ 823.083.347	\$ 716.222.410
Amortizaciones	205.904.871	143.678.064
<b>Total</b>	<b>\$ 1.028.988.218</b>	<b>\$ 859.900.474</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2023 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2022 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2023 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

Incluye \$1.356.344 correspondiente a la depreciación de las compañías ZE las cuales se vendieron en abril de 2023.

## 29. Pérdidas por deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Deterioro Propiedades, Planta y Equipo (1) (*)	\$ 622.266.655	\$ 283.266.920
Deterioro Activos Financieros	49.709.425	44.523.572
Deterioro Inversiones (2)	-	47.091.089
Deterioro Activos Intangibles (3)	-	5.825.340
<b>Total</b>	<b>\$ 671.976.080</b>	<b>\$ 380.706.921</b>

(\*) Ver nota 45 Suspensión Proyecto Windpeshi

### (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, al cierre de diciembre de 2023, este activo se registra como activo mantenido para la venta.

Como consecuencia de lo anterior, el Grupo reconoció una pérdida por deterioro de valor por \$746.328.541 al 31 de diciembre de 2023, atendiendo a que el valor en libros de los activos asociados a este proyecto, excedían su valor recuperable.

A continuación, detalle de valor en libros vs importe recuperable:

	Valor en Libros	Valor Recuperable	Deterioro
Proyecto Windpeshi	\$ 1.170.576.091	\$ 424.247.550	\$ 746.328.541

La línea de negocio de generación constituye una sola UGE; sin embargo, dado el indicio de deterioro específico del proyecto Windpeshi se procedió con la evaluación específica para este activo.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores del deterioro incluyen:

- El valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo de la planta solar Windpeshi, al cual se adicionó el valor del desmantelamiento.
- La planta tiene como principales clases de activos: Componentes y Equipos Aerogeneradores, Edificaciones e infraestructuras, transformadores y sistemas de automatización y control.
- La planta se trasladó a Activo Mantenido para la Venta (ver nota 10), calculando el deterioro de acuerdo con el valor razonable determinado por el negocio.

#### Central Cartagena

Al 31 de diciembre de 2023, corresponde a reversión del deterioro de desmantelamiento por (\$138.140.857); y el efecto

neto de las transacciones de venta de la central Cartagena por (\$4.224.671) consecuencia de la venta que comenzó a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el grupo SMN asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.

## **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 U.S. dólares.
- El período de proyección comprende un plan de negocios 2024–2026, 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 2.2% para el período de valuación 2024–2026.

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 2024–2026 es de US\$22.6 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 9.6%.
- 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\$4.1 millones aproximadamente, por lo que el Grupo al 31 de diciembre del 2023 ha reconocido en sus libros dicho monto.

### **(2) Deterioro Inversiones 2022**

Al 31 de diciembre de 2022, este valor correspondía al deterioro de los activos y pasivos de las compañías Usme ZE S.A.S.; Fontibón ZE S.A.S.; Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S, por el importe recuperable del 80%, según el acuerdo de transacción firmado con AMP, con el cual esta compañía pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de esta sociedad de Colombia ZE S.A.S.

### **(3) Deterioro Activos Intangibles 2022**

En 2022 se registró un gasto por deterioro del activo intangible en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. sobre el intangible correspondiente a la concesión del puerto. El deterioro se genera por la finalización de la operación comercial de su principal cliente la Central Cartagena propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P. que fue en noviembre de 2023, en el marco de la estrategia de transición energética para esta central basada en principios de sostenibilidad y transición justa.

Como consecuencia de lo anterior Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., reconoció una pérdida por deterioro por \$5.825.340 al 31 de diciembre de 2022, debido a que el valor en libros del activo intangible de la concesión excedía su valor recuperable.

## **30. Resultados financieros**

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

	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 130.001.699	\$ 82.025.393
Intereses por financiación a clientes (2)	123.476.125	86.252.799
Intereses de cuentas por cobrar (3)	29.231.170	19.472.207
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (4)	20.730.685	109.105.795
Intereses por financiación a vinculados (5)	579.960	5.278.220
Otros ingresos financieros (6)	-	486.000
<b>Ingresos financieros</b>	<b>304.019.639</b>	<b>302.620.414</b>
Obligaciones financieras (7)	(1.018.121.040)	(614.402.190)
Otros costos financieros (8)	(413.782.304)	(76.599.165)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(55.407.734)	(42.059.941)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(37.388.797)	(21.051.024)
Gastos financieros leasing (11)	(33.486.899)	(24.064.155)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (4)	(27.859.502)	(4.285.486)
Intereses de mora impuestos	(3.721.946)	(5.098.774)
Deterioro de activos financieros	-	(2.990.348)
<b>Gastos financieros</b>	<b>(1.589.768.222)</b>	<b>(790.551.083)</b>
Gasto financiero capitalizado (12) *	72.654.002	16.355.805
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>(1.517.114.220)</b>	<b>(774.195.278)</b>
Ingreso por diferencia en cambio realizada (13)	186.891.294	142.781.208
Gasto por diferencia en cambio no realizada (13)	(173.810.542)	(252.544.478)
<b>Diferencias de cambio, neto</b>	<b>13.080.752</b>	<b>(109.763.270)</b>
<b>Total resultado financiero neto</b>	<b>(1.200.013.829)</b>	<b>(581.338.134)</b>

(1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación frente al 2022 corresponde al aumento de efectivo y equivalentes disponible junto con la mejora en la rentabilidad de los productos financieros accediendo a tasas superiores que aumentaron los rendimientos, así como el impacto generado por el incremento de las tasas de intervención de política monetaria por parte del banco de la república pasando del 12% al cierre 2022 versus 13% al 31 de diciembre 2023.

Para la Compañía Colombia ZE S.A.S., se reconocen rendimientos financieros generados por depósitos en cuenta de ahorros Banco GNB Sudameris S.A. por un valor de \$477.930; para Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. se presenta un valor de \$3.448 correspondiente a rendimientos en cuentas de ahorro Banco Itaú S.A y Banco GNB Sudameris S.A.

(2) La variación corresponde a los intereses de opción tarifaria, condonación de intereses del mercado masivo, intereses generados por la cuenta custodia XM S.A. E.S.P. y a descuentos realizados por proveedores como Gecelca e Ivan Brito.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., corresponde al reconocimiento de los ingresos financieros bajo CINIIF 12 en su etapa operativa, según lo establecido en el contrato de concesión No 107 de 2021 firmado con Transporte del tercer milenio – Transmilenio S.A.

(3) La variación se presenta por el aumento tanto en el monto de los préstamos a empleados como en la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado.

En Enel X Colombia S.A.S.E.S.P., se presenta un valor de \$52.003 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 la Cobertura tasa de Cambio de la deuda en USD medida a valor razonable y los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards que al 31 de diciembre 2023 cerro en \$3.822,05 versus diciembre 2022 que cerro \$4.810,20.

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación corresponde principalmente a los intereses del contrato de mandato (construcción de patios) de las compañías Fontibón ZE S.A.S y Usme ZE S.A.S. por \$12.538.948 el cual finalizo en 2023, rendimientos del préstamo Intercompañía con Enel X Colombia S.A.S. por (\$677.129), amortización de la garantía de Enel fortuna por (\$135.576) e intereses de mora factura pajes por (\$25.087).

Para las compañías Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. corresponde al reconocimiento del valor del dinero en el tiempo



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

por el pago anticipado de los cargadores con Enel Colombia S.A. E.S.P.

**Centroamérica**

Corresponde principalmente a intereses percibidos por crédito de Enel Guatemala S.A. con PH Chucas S.A. y depósito a plazo fijo por valor de \$5.982.758. En Costa Rica corresponde principalmente a intereses percibidos por líneas de crédito con PH Don Pedro S.A. y PH Chucas S.A.

- (6) La variación se genera por la reclasificación presentada en el VPN de convenios de energía al 31 de diciembre 2023.
- (7) La variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con International Finance Corporation IFC, Bancolombia S.A., Mufg Bank Tokio, Banco de Bogotá S.A. y Banco de Occidente como el vencimiento de los bonos B7-16, E4-19 y B5-18 capital e intereses durante el 2023 (ver nota 15).

**Centroamérica**

La variación corresponde principalmente al reconocimiento de intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A., por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2023:

Operación	2023	2022
Bonos emitidos (Colombia)	\$ 645.627.869	\$ 399.989.954
Créditos nacionales y del exterior (Colombia y Centroamérica)	372.493.171	214.412.236
<b>Total gasto de obligaciones financieras</b>	<b>\$ 1.018.121.040</b>	<b>\$ 614.402.190</b>

- (8) La variación corresponde principalmente actualización financiera de los pasivos ambientales por \$25.426.724, actualización financiera de las provisiones TF y PCB'S por \$8.676.203, comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma, Sabana Larga y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación por (\$7.930.693), financiación por compra de energía a XM de acuerdo a la resolución de la \_CREG 101 029 de 2022\_ SIC-STN por \$5.734.599, y provisión VPN litigios por (\$3.113.543) entre otros.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., los otros gastos financieros corresponden principalmente a los movimientos de comisiones y GMF generados en el periodo.

**Centroamérica**

**Panamá.**

Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, por \$34.276.794, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA.

**Costa Rica**

Se presentan garantías Enel S.p.A., comisión sobre garantías con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Por otra parte, se realiza 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.

- (9) La variación corresponde principalmente a la mayor ejecución de capex, pago de impuestos, dividendos y compras de energía.
- (10) La variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$9.927.914 y el costo financiero de beneficios por \$2.054.412.
- (11) A 31 de diciembre de 2023 la variación corresponde principalmente a los intereses del Edificio Q93 por \$13.105.572, gasto financiero de generación y renovables por \$2.011.170 y distribución por \$1.693.856.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. corresponde al pasivo derivado del contrato de arrendamiento firmado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y Trami Inversiones S.A.S. con el objeto de uso y goce del lote y el inmueble con nomenclatura urbana AC31N°135b-20 (Predio Venecia) ubicado sur de la ciudad de Bogotá D.C - localidad de Fontibón y el predio ubicado en Cra. 12 136 - 50 sur de la ciudad de Bogotá D.C - localidad de Usme.

- (12) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2023 versus 2022 corresponde principalmente a:

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

- Inicio de capitalización de deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente, ya que fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades del Grupo de acuerdo con las proyecciones realizadas.
- Gasto financiero de las garantías bancarias y proyectos financiados en la línea distribución.
- Los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables.
- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2023 versus 2022 es del 1,98%.

(\*) La naturaleza de este rubro obedece a que es un menor valor del gasto, el cual se capitaliza.

- Proyectos con gasto financiero capitalizable:

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
<b>Total</b>		<b>\$ 72.654.002</b>

Al 31 de diciembre de 2022

Central	Proyecto	Valor
Distribución	Subestaciones y redes	\$ 5.743.156
Generación y renovables	Windpeshi	4.253.949
Generación y renovables	Guayepo	4.223.481
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	870.287
Generación y renovables	Fundación	647.538
Generación y renovables	La Loma	588.259
Generación y renovables	Obras presa Central Quimbo	29.135
<b>Total</b>		<b>\$ 16.355.805</b>

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

	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)
<b>Total activos</b>	<b>\$ 97.573.902</b>	<b>\$ (165.823.516)</b>
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
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 89.317.392</b>	<b>\$ (9.987.026)</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 186.891.294</b>	<b>\$ (173.810.542)</b>

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

	<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>	
	<b>Ingresos por diferencia en cambio</b>	<b>Gastos por diferencia en cambio</b>
Saldos en bancos	\$ 38.083.412	\$ (72.868.344)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	21.804.409	3.310
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	5.799.163	(5.576.474)
Otros activos	(3.246.609)	721.397
<b>Total activos</b>	<b>\$ 62.440.375</b>	<b>\$ (77.720.111)</b>
Otros pasivos financieros corrientes	-	(104.118.750)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	74.900.133	(60.886.514)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	5.430.046	(9.095.849)
Otros pasivos	10.654	(723.254)
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 80.340.833</b>	<b>\$ (174.824.367)</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 142.781.208</b>	<b>\$ (252.544.478)</b>

### 31. Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación

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

<b>Efecto en resultado método de participación patrimonial</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
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	-
Fontibón ZE S.A.S.	3.197.660	-
Usme ZE S.A.S.	1.871.932	-
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	680.588	-
Efecto en resultado venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (*)	218.196	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	10.511	-
Colombia ZE S.A.S.	10.490	-
Bogotá ZE S.A.S.	(105.628)	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(4.530.646)	(1.093.254)
<b>Total</b>	<b>\$ 29.644.491</b>	<b>\$ (1.093.254)</b>

(\*) Ver nota 44 Hechos relevantes.

### 32. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022</b>
Resultado en Venta de Activos	\$ (10.676.327)	\$ (3.442.229)

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(10.676.327), correspondientes a:

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

(1) Bajas con efecto en pérdida por \$(11.149.015) distribuidas así:

- Plantas de generación por \$(276.357).
- Transformadores de Distribución por \$(3.985.420).
- Siniestros de enero a diciembre \$(1.776.283).
- Contratos IFRS –generación \$(3.711).
- Mobiliario \$(12.456).
- Inventarios distribución \$(5.091.849).
- Inventarios generación \$(2.939).

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

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$749.309 las cuales obedecen a:

- Venta Mobiliario \$298.102.
- Venta Lote el Roble -Gachancipá \$148.897.
- Venta Predio local la sabana \$276.432.
- Venta Aires Acondicionados \$6.878.
- Venta Planta Eléctrica \$19.000.

Las Sociedades de Centroamérica tienen un efecto neto de \$276.620, principalmente por la venta de un vehículo en Guatemala y mobiliaria de oficinas en Costa Rica.

### 33. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

	Año terminado al 31 de diciembre de 2023	Año terminado al 31 de diciembre de 2022
Impuesto corriente Renta	\$ 1.674.608.276	\$ 1.617.698.485
Impuesto de renta años anteriores	(24.102.875)	(15.528.717)
Movimiento impuesto diferido	111.772.419	(67.553.370)
Movimiento impuesto diferido años anteriores	17.399.281	7.011.987
Ajustes Compañías ZE cierre año 2021	-	(1.180.173)
<b>\$</b>	<b>1.779.677.101</b>	<b>\$ 1.540.448.212</b>

El total de gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto calculado de las compañías consolidadas por Colombia del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2023.

A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2023:

	Año terminado al 31 de diciembre de 2023	Año terminado al 31 de diciembre de 2022
Gasto por impuesto a las Ganancias Consolidado Colombia	\$ 1.693.475.244	\$ 1.417.700.637
Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero	-	79.873.369
Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero	-	(13.239.638)
<b>\$</b>	<b>1.693.475.244</b>	<b>\$ 1.484.334.368</b>

A continuación, para Colombia Consolidado se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2023 y 2022 del 47.74% y 32.57%:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Año terminado al 31 de diciembre de 2023	%	Año terminado al 31 de diciembre de 2022	%
Ganancia de Enel Colombia (1)	\$ 1.853.473.395		\$ 2.859.963.898	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.693.475.244		1.395.325.287	
<b>Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia</b>	<b>3.546.948.639</b>		<b>4.255.289.185</b>	
Ganancia de Codensa de enero a febrero			148.518.309	
Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero			79.873.369	
<b>Ganancia antes de impuesto de Codensa de enero a febrero</b>			<b>228.391.678</b>	
Pérdida de EGP Colombia de enero a febrero			(25.300.314)	
Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero			(13.239.638)	
<b>Pérdida antes de impuesto de EGP Colombia de enero a febrero</b>			<b>(38.539.952)</b>	
Ganancia total			3.072.475.271	
Gasto por impuesto a las ganancias total			1.484.334.368	
<b>Ganancia antes de impuesto total</b>			<b>4.556.809.639</b>	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	<b>(1.241.432.024)</b>	-35,00%	<b>(1.594.883.374)</b>	-35,00%

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

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Año terminado al 31 de diciembre de 2023	%	Año terminado al 31 de diciembre de 2022	%
<b>Diferencias permanentes:</b>				
Impuestos no deducibles (2)	(10.798.080)	-0,30%	(40.717.549)	-0,89%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (3)	(281.195.064)	-7,93%	(21.056.630)	-0,46%
Método de participación patrimonial (4)	(136.099.376)	-3,84%	113.991.746	2,50%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(9.597.337)	-0,27%	(110.806.904)	-2,43%
Deducción especial Ley 1715	-	0,00%	16.665.362	0,37%
Deducción activos fijos reales productivos	630.320	0,02%	442.033	0,01%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	3.935.906	0,11%	(1.654.243)	-0,04%
Intereses presuntos	(222.447)	-0,01%	(14.182)	0,00%
Deducción adicional discapacitados	74.845	0,00%	69.515	0,00%
Ingresos no gravados- VPN	975.631	0,03%	-	-
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	(14.621.207)	-0,41%	390.431	0,01%
Otras diferencias permanentes	(122.717)	-0,00%	(426.840)	0,01%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	207.500	0,01%	2.768.383	0,06%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	(38.100.064)	-1,07%	(5.241.536)	-0,12%
Descuento tributario (5)	53.804.271	1,52%	164.450.372	3,61%
Diferido impuesto de industria y comercio	-	0,00%	(15.116.146)	-0,33%
Capitalización coberturas	(22.848.272)	-0,64%	-	-
Ajuste renta año anterior	1.932.871	0,05%	6.805.194	0,15%
<b>Total diferencias permanentes</b>	<b>(452.043.220)</b>	<b>12,74%</b>	<b>110.549.006</b>	<b>2,43%</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>\$ (1.693.475.244)</b>	<b>47,74%</b>	<b>\$ (1.484.334.368)</b>	<b>-32,57%</b>

- (1) El análisis de reconciliación de la tasa corresponde a las compañías consolidadas de Colombia que generaron impuesto sobre las ganancias en el año 2023 (Enel Colombia S.A. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.S., Enel X Colombia S.A.S., Colombia ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.).
- (2) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde al efecto del gravamen a los movimientos financieros y al 31 de diciembre de 2022 corresponde al impuesto de industria y comercio y gravamen a los movimientos financieros.
- (3) La variación de 2023 y 2022, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatria "Open Book", gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, contingencia por contratos celebrados con entidades del exterior, deterioros, impairment de 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 2023 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.S., Crédito Fácil Codensa S.A., Enel X Colombia S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S..
- (5) Al 31 de diciembre 2023 y 2022 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: donaciones por \$1.585.250 y \$465.342, inversión en ciencia y tecnología por \$8.069.625 y \$9.508.092, descuentos por impuestos pagados Centroamérica por \$44.149.396 y \$91.106.329, e impuesto de industria y comercio por \$63.203.756 en 2022.

El total de gasto por impuesto a las ganancias de las compañías CAM asciende a \$86.201.857, detallado a continuación:

	Guatemala	Panamá	Costa Rica
Utilidad antes de impuestos	\$ 86.396.168	\$ 283.443.690	\$ (322.429.259)
Impuesto de renta	(21.367.905)	(66.132.971)	1.299.019
<b>Tasa efectiva</b>	<b>-24,73%</b>	<b>-23,33%</b>	<b>0,40%</b>

La tasa nominal de Guatemala es el 7% sobre los ingresos y/o del 25% sobre la renta líquida; la tasa nominal de Panamá es del 29% y del 30% aplica para las compañías en las que el gobierno tiene participación; la tasa nominal de Costa Rica es del 30%.

El impuesto de Costa Rica queda con saldo contrario, se da entre la diferencia del impuesto diferido por \$3.263.480 y el impuesto corriente \$(1.964.461). Teniendo en cuenta que Enel paga impuesto de renta a una tasa del 30%; Enel y las plantas Don Pedro y Río Volcán tienen cálculo de impuesto diferido.

### 34. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2023, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 1.938.215.238	\$ 2.859.963.898
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
Utilidad por acción básica (*)	<b>\$ 13.016</b>	<b>\$ 19.205</b>

(\*) Cifra expresada en pesos colombianos.

### 35. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas (ganancias) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ (2.618.023)	\$ 241.892
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(120.537.047)	(40.824.175)
Conversión Método de Participación (3)	(869.518.200)	801.814.678
Efecto Fusión Enel Colombia - (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (4)	-	(28.741)
Efecto Fusión Enel Colombia - (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (4)	-	(79.996.688)
Efecto Fusión Enel Colombia - Efecto Conversión Moneda Presentación (4)	-	268.764.068
<b>Otro resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>\$ (992.673.270)</b>	<b>\$ 949.971.034</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (5)	(420.290.854)	232.471.931
Efecto Fusión Enel Colombia – (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	-	171.902.542
<b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>	<b>\$ (420.290.854)</b>	<b>\$ 404.374.473</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	41.443.631	8.623.854
Efecto Fusión Enel Colombia – (ganancias) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (4)	-	15.281.807
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados (6)	-	(151.255.493)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>\$ 41.443.631</b>	<b>\$ (127.349.832)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (7)	135.279.022	(76.489.244)
Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (4)	-	(51.540.745)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>135.279.022</b>	<b>(128.029.989)</b>
<b>Total otro resultado integral</b>	<b>\$ (1.236.241.471)</b>	<b>\$ 1.098.965.686</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2023, corresponde al reconocimiento de la venta del 80% de las acciones de Colombia ZE S.A.S, 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.

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

(2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma AON Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal
Saldo Inicial 01 de enero	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)	\$ (19.089.179)	\$ (1.348.102)	\$ -
Perdidas actuariales reconocidas en el proceso de fusión	-	-	-	(61.780.204)	(189.259)	(2.745.417)
Pérdida actuarial	(111.729.351)	(6.684.674)	(2.123.022)	(38.843.579)	(1.980.596)	-
Impuesto Corriente y Diferido	41.443.631	-	-	8.623.854	-	-
<b>Saldo Final 31 de diciembre</b>	<b>\$ (181.374.828)</b>	<b>\$ (10.202.631)</b>	<b>\$ (4.868.439)</b>	<b>\$ (111.089.108)</b>	<b>\$ (3.517.957)</b>	<b>\$ (2.745.417)</b>

(3) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde al reconocimiento de MPP y Good Will de compañías centroamericanas.

(4) Corresponde a los saldos provenientes del proceso de fusión al 31 de diciembre de 2022.

(5) Al 31 de diciembre de 2023, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap y a la reclasificación realizada al rubro propiedad, planta y equipo por el paso a operación de los proyectos La Loma y Fundación y el reconocimiento de Windpeshi en el activo mantenido para la venta.

(6) A partir del año 2023, no se reconoce impuesto diferido ni corriente en otro resultado integral; para el año 2022, los dividendos de fuente extranjera están sujetos al impuesto sobre la renta en Colombia sobre el cual se tiene derecho a descontar los impuestos pagados en el extranjero de acuerdo a lo señalado en artículo 254 del Estatuto Tributario, para el caso de los dividendos provenientes de Guatemala se ha calculado el impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 por valor de \$100.167.239 que corresponde al gasto neto en Colombia, una vez se decreten dividendos y se descuenten los impuestos indirectos y directos tributados en el país de origen.

(7) Al 31 de diciembre de 2023, 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 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)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>\$ (202.205)</b>	<b>\$ (23.999.184)</b>	<b>\$ (92.579.794)</b>

	Al 31 de diciembre de 2022		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(En miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	5.948.119	28.611.641
Deudores	4.959.908	3.959.072	44.506.540
Cuentas por pagar	(1.899.660)	(36.040.056)	(183.112.133)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>\$ 3.060.248</b>	<b>\$ (26.132.865)</b>	<b>\$ (109.993.952)</b>

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Centroamérica:

	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>				
	<i>(en EUR)</i>	<i>(en US Dólares)</i>	<i>(en Quetzales)</i>	<i>(En Colones)</i>	<i>(En miles de pesos)</i>
Efectivo y equivalente de efectivo	-	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)
<b>Posición pasiva, neta</b>	<b>\$ (1.493.990)</b>	<b>\$ (5.487.245)</b>	<b>\$ 4.891.902</b>	<b>\$ 448.909.918</b>	<b>\$ (287.990.404)</b>

En las compañías en Centroamérica se presentan únicamente los activos por su disponibilidad y los pasivos exigibles que son las cuentas por pagar.

### 37. Sanciones

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo ha sido notificado de las siguientes sanciones.

#### Sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 la demanda ya fue admitida.

El pasado 24 de febrero de 2023 se notificó la Sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por Enel Colombia S.A. E.S.P.; en este sentido, se presentó recurso contra la sentencia y actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

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 Enel Colombia S.A. E.S.P., 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), 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 Enel Colombia S.A. E.S.P.; el pasado 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 proceso se encuentra al despacho para fallo desde esta fecha.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción será pagada en febrero de 2024.

c) El 12 de enero de 2018 Enel Colombia S.A. E.S.P., fue notificada 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 tres (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 a Enel Colombia S.A. E.S.P., por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.



Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a el Grupo; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada porque tenemos sentencia de primera instancia favorable a el grupo.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., ante el Tribunal Administrativo del Huila.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. La sanción no ha sido pagada.

- d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

**Antecedentes:** mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. y al señor Ruben 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 impuso una multa a la empresa por valor de \$540.470 millones.

El pasado 27 de junio, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante los Juzgados Administrativos de Neiva – Huila; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023. El 21 de noviembre se llevó a cabo la audiencia inicial, se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023 y actualmente el proceso se encuentra al despacho para sentencia de primera instancia en el Juzgado Tercero Administrativo de Neiva.

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.

- e) Resolución 3607 del 14 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 No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P., a la sociedad RG Ingeniería Ltda e Ingedere Ltda y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia la sanción es de \$363.262 millones.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023. Actualmente se encuentra pendiente de admisión por parte del Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

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 valor de COP \$700.000 M por considerar que el Grupo incumplió el Código de Medida respecto del cliente Gran Tierra Energy 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, la entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra la empresa. Por considerar que la empresa no fue notificada correctamente de esta decisión 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 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción.

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

- 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 M, por considerar que Enel Colombia S.A. E.S.P., incumplió normatividad sobre la medición del consumo durante el mes de mayo de 2020 y facturó el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados a 53.339 usuarios, 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, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de COP \$237.422M 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 litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

### 38. Otros seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes:

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 \$ 2.000.000	31/12/2024	Seguros Bolívar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 40.333.271	10/11/2024	SBS Seguros

### 39. Compromisos y contingencias

#### Compromisos de compra:

El Grupo al 31 de diciembre de 2023, tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Periodo	Energía Distribucion	Energía Generación	Gas Natural	Carbón	Total
2024-2026	\$ 4.344.801.251	\$ 1.983.552.392	\$ 212.134.180	\$ 100.488.312	\$ 6.640.976.135
2027-2031	3.106.028.302	485.107.619	-	-	3.591.135.921
2032-2035	2.593.285.262	196.263.230	-	-	2.789.548.492
2036 y siguientes	265.614.128	-	-	-	265.614.128
<b>Total</b>	<b>\$ 10.309.728.943</b>	<b>\$ 2.664.923.241</b>	<b>\$ 212.134.180</b>	<b>\$ 100.488.312</b>	<b>\$ 13.287.274.676</b>

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

Año	Materiales	Servicios	Total
2024	\$ 471.395.704	\$ 1.057.890.334	\$ 1.529.286.038
2025 – 2026	129.870.340	212.897.267	342.767.607
2027 – 2028	-	1.214.066	1.214.066
<b>Total</b>	<b>\$ 601.266.044</b>	<b>\$ 1.272.001.667</b>	<b>\$ 1.873.267.711</b>

#### a. 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.

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

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. Está previsto para iniciar su 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 participará 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 y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 31 de diciembre del 2023 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución acumulada del contrato de apropiación de estudios, diseños y construcción y puesta en marcha de 85 % del total del contrato:

- 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 preliminares de 89%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 86%
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de montaje de equipo electromecánico 62 %.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 84%.
- Se inicio montajes de equipos electromecánicos en el pozo de bombeo y continuo montaje de equipos en edificio de control y subestación eléctrica. Está pendiente la aprobación de cronograma modificado para terminación del contrato que incluye terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Continúa la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la firma del Contrato de Conexión para iniciar las pruebas y puesta en servicio de equipos electromecánicos.

#### **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 2023 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: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere a el grupo para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión; así mismo, el grupo descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para el grupo.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por el grupo. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días; sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual el grupo presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor de el grupo las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por el grupo, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022: La parte demandante y el grupo, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2023, estamos 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 de el grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvencción, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, 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 CGP.

Contra esta decisión el grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa de el grupo, tutela que igualmente fue desfavorable para el grupo.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, el grupo puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento de el grupo por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado

por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continuó 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.

El 18 de julio de 2023 el Juzgado resolvió el recurso que había interpuesto el demandante, contra la decisión que había ordenado la vinculación de la totalidad de la copropiedad dentro de la litis y en dicho Auto se confirmó la decisión que previamente había sido adoptada por el despacho. Frente a lo anterior, el 25 de julio de 2023 el apoderado demandante interpuso un nuevo recurso de reposición y en subsidio queja, a fin de que el Tribunal establezca si la decisión es susceptible de apelación.

Al 31 de diciembre de 2023, el proceso continuó 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: \$113.082.000.

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: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual el grupo presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa de el grupo, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georreferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georreferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que el grupo le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama al Grupo efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración a el grupo, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y el grupo suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde el grupo asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además el grupo, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior el grupo presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, el grupo fue notificado de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por el grupo, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió a el grupo, frente a esta situación, el grupo ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra de el grupo por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra el grupo al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de el grupo, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 el grupo procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, el grupo pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

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 por considerarlo extemporáneo.

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 a el 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, en el marco del proceso de cobro coactivo 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 el 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 de el 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.

Al 31 de diciembre de 2023, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó a el grupo de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por El grupo 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 a el grupo que no iniciará 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: El 13 de febrero de 2015 se notificó a el grupo la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 el Grupo fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P., de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- a) 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.
- b) 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, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
- c) 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.
- d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
- e) 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 2023, el Grupo está 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: 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. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para que aclaren y complementen su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud del grupo, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen.

Los peritos aportaron la complementación del dictamen el 2 de marzo de 2023, estábamos a la espera que se corriera traslado de dicho trabajo para pronunciarnos e insistir en la objeción que ya se había presentado inicialmente.

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 2023, el proceso se encuentra al despacho pendiente de que el Juzgado ordene la aclaración antes mencionada.

#### **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 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 2023, 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 del 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. 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 2023 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que llevó a cabo audiencia inicial el 23 de febrero de 2023 9:00 am, y se radicaron alegatos de conclusión el junio 30 de 2023.

**h. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.**

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que el grupo debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa de el grupo sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) el grupo es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el Ministerio de Minas y energía quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

El 20 de enero de 2023 el proceso ingresó al Despacho para fallo de segunda instancia.

El 02 de mayo de 2023 el grupo fue notificada de sentencia de segunda instancia que confirmó la decisión del Tribunal de devolver a Manufacturas Eliot la contribución junto con intereses corrientes y moratorios, eliminó el reconocimiento de intereses legales y confirmó que el valor devuelto debe ser reintegrado a Enel por parte del Ministerio de Minas y Energía.

En julio de 2023 Manufacturas Eliot autorizó compensar el valor a favor de la sentencia con el consumo de energía mensual de sus fronteras del mercado no regulado, y ese valor se está compensando en el mismo monto mensual con la contribución que se gira el Ministerio.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

**i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.**

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$17.022.122 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: 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 (iii) 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 en razón de 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.

Al 31 de diciembre de 2023, no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

**j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.**

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.443.573 (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.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

#### **k. Alfonso Jimenez Cuesta y otros.**

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Objeto del juicio: Se demanda a Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Codensa) por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso Codensa, 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 Codensa 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 legar, 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: Este litigio está en etapa probatoria. El 21 de diciembre de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. presenta 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 a el grupo, y así mismo se le indicó al Despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo de el grupo, porque ya habían transcurrido más de 10 años.

#### **l. 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 el grupo, 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 Alicachin, 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: Este litigio se encuentra en fase probatoria. El 18 de enero de 2022, Se decreta el auto de pruebas, luego de la acumulación de procesos con la misma causa que ordenó el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

El 03 de septiembre de 2023: Se corre traslado a la parte accionante y a la Sociedad Norco, para que en 3 días aporten los cuestionarios que deben responder los peritos. Así mismo, se les indica a los peritos que deberán aportar los dictámenes periciales en un término no superior a 3 meses.

El 23 de octubre de 2023 el grupo presentó solicitud para que fueran declarados como extemporáneos los cuestionarios presentados por la parte accionante para los peritos, pero dicha solicitud fue rechazada por el Despacho el 24 de octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

**m. Jesús María Fernández 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 Enel, 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 2023 no hay movimientos adicionales.

**n. 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 Enel inició demanda de reconvenición alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios a el grupo.

Estado actual y situación procesal: Se encuentra en fase inicial, una vez contestada la demanda principal y la de reconvenición, posteriormente se tuvo la audiencia de fijación de honorarios de los árbitros el 18 de enero de 2024, la cual no se realizó, por cuanto CONSALT ha presentado reforma a su demanda, y por ello se surtirá nuevamente traslados para que Enel pueda contestar. Con la reforma no hay cuantía del proceso.

**o. 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 – RUAUF) se escucharon 27 interrogatorios de demandantes, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

La continuidad prevista para la audiencia de pruebas fue dada el 17 de enero de 2024, no obstante, no se alcanzó a agotar el objeto de la audiencia, por tanto estamos pendientes de una nueva citación para dar continuidad a esta etapa probatoria.

**p. 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 en 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.

Se tiene prevista continuación de audiencia de pruebas para el 11, 12 y 13 de marzo de 2024.

**q. 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 2023 no hay movimientos adicionales.

**r. 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 2023 no hay movimientos adicionales.

**s. 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: Fallo de primera instancia favorable para el grupo / corriendo termino para apelar por parte de los demandantes.

El 10 de julio de 2023 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia el 19 de julio de 2023.

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

**t. 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: En Segunda instancia / al despacho para fallo de segunda instancia.

Una vez surtidas las pruebas, el 11 de noviembre de 2021 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia.

El 29 de abril de 2022 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 3 de mayo de 2022.

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 2023 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

**u. 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 a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 del mismo se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, quedando faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales de Enel Colombia S.A. E.S.P., 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.

**v. 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 17.01.2020 fuimos notificados del fallo de primera instancia favorable para Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de diciembre de 2023 se encuentra al despacho para fallo de segunda instancia desde el 25 de enero de 2022.

**w. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Jesús Hernán Ramírez Almarío 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: Etapa Inicial se fija fecha para audiencia inicial. El día 13 de diciembre de 2023 se fija audiencia inicial para el día 23 de mayo de 2024 a las 8 am.

**x. 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 el Quimbo.

Estado actual y situación procesal: El proceso se encuentra al despacho para sentencia de 1 Instancia desde el día 1 de enero del año 2022.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingreso al despacho para sentencia de primera instancia. A 31 de diciembre de 2023 el proceso continúa en despacho.

**y. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.**

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$30.901.000.

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 a Enel Colombia S.A. E.S.P. 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. Al 31 de diciembre se está a la espera de las audiencias iniciales.

**z. 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, 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 4 de octubre de 2023 se profirió sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Décimo (10) Administrativo de Bogotá favorable a 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.

El proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia desde el 18 de diciembre de 2023.

**aa. Demanda de Reconvencción dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia 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 Enel. Por su parte, Mapfre demanda en reconvencción y solicita que se declare contractualmente responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento otras obligaciones de Enel 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.

**Centroamérica.**

**ab. 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: 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 del proceso: 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 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 2023, 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.

**ac. 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: Se convocó a la audiencia de recepción de pruebas para el 8 de marzo de 2023. La representación de Chucás tenía una audiencia programada para el mismo día, por lo que solicitó un escrito solicitando la reprogramación. Por motivo se reprogramó la audiencia para el día 15 de marzo de 2023. El actor solicitó la suspensión de la audiencia por motivos de salud.

Se considera que el proceso interpuesto por el señor Jafet Rojas posee graves defectos formales y el sustento jurídico en el que se ampara es débil. La jurisdicción agraria se caracteriza por ser proteccionista y ampararse en principios como la equidad y el trato justo, lo cual es un aspecto por tomar en cuenta, por cuanto ello podría incidir en el resultado del proceso. Los riesgos económicos que enfrenta Chucás por ser parte procesal en el proceso ordinario agrario son limitados, por cuanto independientemente del resultado del proceso, ya ha quedado consignado por parte del demandante que Chucás ha actuado conforme a la buena fe, con base en un acuerdo extrajudicial homologado por un Juez y bajo un proceso que cuenta ya con sentencia firme, y que no posee ningún tipo de responsabilidad en relación con los hechos que acontecieron y de los cuales nunca formó parte o fue legalmente notificada. Es decir, consideramos factible un resultado favorable para Chucás con una probabilidad de 95%. Tampoco existe riesgo alguno en cuanto a Mario González, dado que ya Chucás dio cumplimiento al acuerdo extrajudicial al que habían llegado, procediendo con el depósito del segundo tracto de la suma total. Un resultado adverso a los intereses de Chucás generaría el derecho de Chucás de recuperar cualquier suma de dinero contra Mario González.

La audiencia programada para el 15 de marzo de 2023 fue suspendida, y se resolvió fijar la nueva fecha de la audiencia para el 07 de julio de 2023, la cual también fue suspendida. La nueva citación se realizó el 01 de agosto de 2023, en esta audiencia se recibieron las declaraciones de las partes y testigos, y se presentó el perito contable para que las partes pudieran hacer preguntas con relación al informe contable rendido en el proceso. El 24 de agosto de 2023 se presentó por parte de Chucás el escrito de conclusiones.

Al 31 de diciembre de 2023, no existen resoluciones ni actuaciones adicionales dentro del expediente para comunicar.

#### **ad. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).**

Fecha de inicio: 2022.

Preensión: 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 de Enel.

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 extrabajador encuadra con la causal de despido que establece el Código de Trabajo y además violó las políticas internas y Código de Ética de Enel.

Marcelo Juarez apeló la sentencia y la Sala de Apelaciones (2ª 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 Enel Guatemala S.A. 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 2023, el proceso continúa al despacho para fallo.

## **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:



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

- 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. Al cierre de diciembre 2022 el Grupo contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por 400.000 Millones de pesos, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses.

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 6,6%	(+/-) \$116.872.800	+/- 6,12%	(+/-) \$138.062.916
IBR	+/- 7,21%	(+/-) \$409.089.346	+/- 7,62%	(+/-) \$209.746.732
LIBOR	+/- 3,9%	(+/-) \$10.896.282	+/- 4,08%	(+/-) \$17.906.210

(\*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años 2021-2023 para los cálculos de 2023, 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 para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos), disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad) y cubrimientos de créditos en moneda extranjera. A cierre de diciembre de 2023 el Grupo tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD por 155.062.306.

### 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).

El Grupo compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

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				Total No Corriente
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 1.870.574.821	\$ 84.659.520	\$ 1.955.234.341	\$ 54.305.280	\$ 275.900.715	\$ -	\$ -	330.205.995
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	298.839.476	320.312.534	619.152.010	307.794.084	1.912.455.588	1.029.112.139	-	3.249.361.811
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	13.161.753	26.905.863	40.067.616	79.898.341	68.361.456	102.937.574	80.730.619	331.927.990
Bonos Emitidos (capital + intereses)	87.764	765.311.934	765.399.698	1.448.303.009	250.121.831	722.473.105	-	2.420.897.945
<b>Total</b>	<b>\$ 2.182.663.814</b>	<b>\$ 1.197.189.851</b>	<b>\$ 3.379.853.665</b>	<b>\$ 1.890.300.714</b>	<b>\$ 2.506.839.590</b>	<b>\$ 1.854.522.818</b>	<b>\$ 80.730.619</b>	<b>\$ 6.332.393.741</b>

### Riesgo de Crédito

El Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

#### 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.

#### 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 calificadoradora 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 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 2023, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 28,44 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, al 31 de diciembre de 2023 se liquidaron 42.48 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales al 31 de diciembre de 2023 ascienden en efectivo a \$1.579.514 y en TES a \$1.042.761, 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, Enel Colombia 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 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 2023 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

**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 2023 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (1.468.044)	43
<b>Total</b>		<b>\$ (1.468.044)</b>	<b>43</b>

## 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 2023:

	Valor en libros	Valor razonable
<b>Activos financieros (1)</b>		
<b>Al 31 de diciembre 2023</b>		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214
<b>Pasivos financieros (2)</b>		
	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
<b>Total de pasivos</b>	<b>\$ 9.356.147.051</b>	<b>\$ 10.251.377.329</b>
<b>Activos no financieros (3)</b>		
	Importes en libros	Valores razonables
<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>		
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
<b>Total de activos no financieros</b>	<b>\$ 23.573.288</b>	<b>\$ 78.330.801</b>

A continuación, se presenta los activos y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2022:

	Valor en libros	Valor razonable
<b>Activos financieros (1)</b>		
<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.939.039.756	\$ 1.941.469.564
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 1.939.039.756</b>	<b>\$ 1.941.469.564</b>
<b>Pasivos financieros (2)</b>		
	Valor en libros	Valor razonable
<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>		
Bonos emitidos	\$ 3.232.918.315	\$ 3.106.555.905
Préstamos bancarios	3.932.280.366	3.779.145.183
Obligaciones por leasing	294.675.470	247.243.025
<b>Total de pasivos</b>	<b>\$ 7.459.874.151</b>	<b>\$ 7.132.944.113</b>
<b>Activos no financieros (3)</b>		
	Valor en libros	Valor razonable
<b>Al 31 de diciembre de 2022</b>		
Bonos de carbono	\$ 90.656	\$ 54.656.620
<b>Total de activos no financieros</b>	<b>\$ 90.656</b>	<b>\$ 54.656.620</b>

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

- (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 2023, 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.
- (3) La medición del valor razonable para los activos y pasivos no financieros se realiza con base en la contraprestación a recibir o pagar por los bienes y/o servicios clasificados en estos rubros. En el caso de los inventarios el valor razonable corresponde al costo incurrido por el Grupo, en la adquisición de estos bienes.

Al 31 de diciembre de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$78.330.352 correspondientes 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 \$23.573.288 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por \$(54.757.514).

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 2023, 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 2023*

<b>Activos Financieros</b>		<b>Nivel 3</b>
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$	201.169
		<b>Nivel 2</b>
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$	2.294.698
<b>Pasivos Financieros</b>		
Instrumentos derivados (Ver Nota 17)	\$	<b>76.927.698</b>

*Al 31 de diciembre de 2022*

<b>Activos Financieros</b>		<b>Nivel 3</b>
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$	2.995.695
		<b>Nivel 2</b>
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$	148.605.744
<b>Pasivos Financieros</b>		
Instrumentos derivados (Ver Nota 17)	\$	<b>4.615.446</b>

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 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Costo Amortizado</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.629.477.082	\$ -	\$ 1.215.342.798	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.610.259.197	57.254.678	1.877.569.647	61.470.109
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	15.835.483	-	16.090.113	-
Otros activos financieros (*)	8.445.751	365.208.600	(40.192.748)	432.466.948
<b>Total Activos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 4.264.017.513</b>	<b>\$ 422.463.278</b>	<b>\$ 3.068.809.810</b>	<b>\$ 493.937.057</b>
<b>Valor Razonable con cambios en Resultados</b>				
Otros activos financieros	3.713.944.	-	6.553.649	2.994.695
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados</b>	<b>\$ 3.713.944</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 6.553.649</b>	<b>\$ 2.994.695</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros activos financieros	7.527.351	-	148.605.744	65.204.240
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 7.527.351</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 148.605.744</b>	<b>\$ 65.204.240</b>

(\*) Corresponde al deterioro realizado al 31 de diciembre de 2022 bajo NIIF 9 de las compañías (Colombia ZE S.A.S, Bogotá ZE S.A.S, Usme ZE S.A.S y Fontibón ZE S.A.S) mantenidas para la venta.

Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Costo Amortizado</b>				
Otros pasivos financieros	\$ 2.103.764.515	\$ 7.253.638.572	\$ 1.529.273.643	\$ 5.930.600.508
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	3.070.227.174	241.059.978	1.956.448.087	330.205.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	266.929.547	246.389.316	377.013.942	372.569.066
<b>Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 5.440.921.236</b>	<b>\$ 7.741.087.866</b>	<b>\$ 3.862.735.672</b>	<b>\$ 6.633.375.181</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros pasivos financieros	76.927.698	-	4.615.446	-
<b>Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 76.927.698</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 4.615.446</b>	<b>\$ -</b>

### 44. Segmentos de Operación

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9, que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios del Grupo para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y, por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

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

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generación de energía.</li> <li>• Comercialización de gas.</li> <li>• Comercialización de bonos de carbono.</li> </ul>
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distribución y comercialización de Energía.</li> <li>• Servicio de alumbrado público (infraestructura).</li> <li>• Otros negocios.</li> </ul>

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2023.

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

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

	Segmentos al 31 de diciembre de 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
<b>Resultados por segmentos para el período enero - diciembre de 2023</b>				
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)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 9.042.509.395</b>	<b>\$ 8.780.485.146</b>	<b>\$ (1.223.898.355)</b>	<b>\$ 16.599.096.186</b>
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 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)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (625.534.658)</b>	<b>\$ (46.636.596)</b>	<b>\$ 195.174</b>	<b>\$ (671.976.080)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(625.534.658)	(46.636.596)	195.174	(671.976.080)
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.463.862.882</b>	<b>\$ 2.017.674.270</b>	<b>\$ (749.942.044)</b>	<b>\$ 3.731.595.108</b>
Gasto por impuesto de renta	(1.114.882.110)	(664.794.991)	-	(1.779.677.101)
<b>Utilidad neta</b>	<b>\$ 1.348.980.772</b>	<b>\$ 1.352.879.279</b>	<b>\$ (749.942.044)</b>	<b>\$ 1.951.918.007</b>

	Segmentos al 31 de diciembre 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
<b>Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023</b>				
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
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 23.779.372.933</b>	<b>\$ 11.131.220.369</b>	<b>\$ (5.314.708.808)</b>	<b>\$ 29.595.884.494</b>
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	1.176.725.355	749.486.515	-	1.926.211.870
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 8.668.573.099</b>	<b>\$ 8.038.777.042</b>	<b>\$ (1.077.803.642)</b>	<b>\$ 15.629.546.499</b>

	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2023					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
<b>Resultados por segmentos para el período enero - diciembre de 2023</b>						
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)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 16.167.763.960</b>	<b>\$ 98.814.838</b>	<b>\$ 1.013.024.379</b>	<b>\$ 543.391.364</b>	<b>\$ (1.223.898.355)</b>	<b>\$ 16.599.096.186</b>
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)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (654.583.273)</b>	<b>\$ 54.248</b>	<b>\$ 252.069</b>	<b>\$ (17.894.298)</b>	<b>\$ 195.174</b>	<b>\$ (671.976.080)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(654.583.273)	54.248	252.069	(17.894.298)	195.174	(671.976.080)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 4.434.126.553</b>	<b>\$ (322.429.259)</b>	<b>\$ 283.443.690</b>	<b>\$ 86.396.168</b>	<b>\$ (749.942.044)</b>	<b>\$ 3.731.595.108</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.693.475.244)	1.299.019	(66.132.971)	(21.367.905)	-	(1.779.677.101)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 2.740.651.309</b>	<b>\$ (321.130.240)</b>	<b>\$ 217.310.719</b>	<b>\$ 65.028.263</b>	<b>\$ (749.942.044)</b>	<b>\$ 1.951.918.007</b>

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

Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2023

Posición Financiera por segmentos	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
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 27.562.265.883</b>	<b>\$ 1.313.694.460</b>	<b>\$ 4.028.784.400</b>	<b>\$ 2.005.848.559</b>	<b>\$ (5.314.708.808)</b>	<b>\$ 29.595.884.494</b>
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	1.703.418.084	35.225.507	180.472.845	7.095.434	-	1.926.211.870
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 14.422.262.101</b>	<b>\$ 567.290.774</b>	<b>\$ 1.415.138.733</b>	<b>\$ 302.658.533</b>	<b>\$ (1.077.803.642)</b>	<b>\$ 15.629.546.499</b>

Al 2022, la información financiera por segmentos es:

Resultados por segmentos para el periodo enero - diciembre de 2022	Segmentos al 31 de diciembre 2022			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.026.359.389	\$ 6.513.226.857	\$ (439.329.904)	\$ 12.100.256.342
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos	945.720.332	195.619.141	(1.141.339.473)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>6.972.079.721</b>	<b>6.708.845.998</b>	<b>(1.580.669.377)</b>	<b>12.100.256.342</b>
Aprovisionamientos y servicios	(1.701.363.690)	(3.643.443.998)	375.112.025	(4.969.695.663)
Depreciación y amortización	(417.451.142)	(442.449.332)	-	(859.900.474)
Gastos de Personal	(228.438.156)	(214.454.620)	-	(442.892.776)
Otros ingresos (costos)	(258.694.378)	(165.483.499)	64.217.878	(359.959.999)
Ingresos por intereses	137.470.536	207.456.232	(42.306.354)	302.620.414
Gastos por intereses	(413.170.953)	(403.330.679)	42.306.354	(774.195.278)
Diferencias en Cambio	(43.037.386)	(66.725.884)	-	(109.763.270)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	483.959.449	137.047.208	(622.099.911)	(1.093.254)
Resultados en venta y disposición de activos	(5.375.495)	1.933.266	-	(3.442.229)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>(291.176.036)</b>	<b>(85.550.627)</b>	<b>(3.980.258)</b>	<b>(380.706.921)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(291.176.036)	(85.550.627)	(3.980.258)	(380.706.921)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>4.234.802.470</b>	<b>2.033.844.065</b>	<b>(1.767.419.643)</b>	<b>4.501.226.892</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(944.692.329)	(595.755.883)	-	(1.540.448.212)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 3.290.110.141</b>	<b>\$ 1.438.088.182</b>	<b>\$ (1.767.419.643)</b>	<b>\$ 2.960.778.680</b>

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2022	Segmentos al 31 de diciembre 2022			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 15.198.753.348	\$ 6.754.221.852	\$ (50.424.431)	\$ 21.902.550.769
Activos Intangibles	1.295.244.315	460.706.248	298.029.501	2.053.980.064
Cuentas por cobrar	2.375.645.149	1.813.950.377	(2.234.465.657)	1.955.129.869
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	5.719.913.922	280.757.100	(5.986.086.207)	14.584.815
Otros Activos	2.083.996.639	1.961.939.703	(308.910.230)	3.737.026.112
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 26.673.553.373</b>	<b>\$ 11.271.575.280</b>	<b>\$ (8.281.857.024)</b>	<b>\$ 29.663.271.629</b>
Otros pasivos financieros	2.619.511.471	4.897.186.482	(52.208.356)	7.464.489.597
Cuentas por pagar	3.344.861.161	1.918.718.681	(2.227.343.140)	3.036.236.702
Provisiones	513.267.194	56.021.325	(880.704)	568.407.815
Otros Pasivos	1.381.188.012	831.730.662	67.850.571	2.280.769.245
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 7.858.827.838</b>	<b>\$ 7.703.657.150</b>	<b>\$ (2.212.581.629)</b>	<b>\$ 13.349.903.359</b>



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

Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022

Resultados por segmentos para el periodo enero - diciembre de 2022	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 11.248.179.259	\$ 83.531.328	\$ 731.826.740	\$ 476.048.919	\$ (439.329.904)	\$ 12.100.256.342
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos	1.141.339.473	-	-	-	(1.141.339.473)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>12.389.518.732</b>	<b>83.531.328</b>	<b>731.826.740</b>	<b>476.048.919</b>	<b>(1.580.669.377)</b>	<b>12.100.256.342</b>
Aprovisionamientos y servicios	(4.894.178.639)		(232.379.466)	(218.249.583)	375.112.025	(4.969.695.663)
Depreciación y amortización	(714.417.840)	(25.030.509)	(73.718.779)	(46.733.346)	-	(859.900.474)
Gastos de Personal	(393.442.978)	(9.141.681)	(22.657.094)	(17.651.023)	-	(442.892.776)
Otros ingresos (costos)	(333.807.443)	(27.675.722)	(56.337.798)	(6.356.914)	64.217.878	(359.959.999)
Ingresos por intereses	302.353.311	15.791.022	21.715.445	5.066.990	(42.306.354)	302.620.414
Gastos por intereses	(761.403.922)	(26.856.128)	(25.392.654)	(2.848.928)	42.306.354	(774.195.278)
Diferencias en Cambio	(112.553.071)	2.312.492	886.911	(409.602)	-	(109.763.270)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	437.170.001	-	182.093.435	1.743.221	(622.099.911)	(1.093.254)
Resultados en venta y disposición de activos	1.367.860	26.195	-	(4.836.284)	-	(3.442.229)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>(372.635.221)</b>	<b>(2.596.690)</b>	<b>(1.348.777)</b>	<b>(145.977)</b>	<b>(3.980.256)</b>	<b>(380.706.921)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(372.635.221)	(2.596.690)	(1.348.777)	(145.977)	(3.980.256)	(380.706.921)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>5.547.970.792</b>	<b>10.360.307</b>	<b>524.687.963</b>	<b>185.627.473</b>	<b>(1.767.419.643)</b>	<b>4.501.226.892</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.417.700.638)	377.830	(98.846.690)	(24.278.714)	-	(1.540.448.212)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 4.130.270.154</b>	<b>\$ 10.738.137</b>	<b>\$ 425.841.273</b>	<b>\$ 161.348.759</b>	<b>\$ (1.767.419.643)</b>	<b>\$ 2.960.778.680</b>

Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022

Posición Financiera por segmentos.	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.817.295.479	\$ 150.732.393	\$ 2.140.385.433	\$ 1.844.561.895	\$ (50.424.431)	\$ 21.902.550.769
Activos Intangibles	792.736.257	230.523.261	668.050.651	64.640.394	298.029.501	2.053.980.064
Cuentas por cobrar	2.354.618.146	230.097.671	896.477.861	708.401.848	(2.234.465.657)	1.955.129.869
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.597.880.179	514.112.896	888.575.636	102.311	(5.986.086.207)	14.584.815
Otros Activos	2.592.972.424	552.536.954	577.769.764	322.657.200	(308.910.230)	3.737.026.112
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>28.155.502.485</b>	<b>1.678.003.175</b>	<b>5.171.259.345</b>	<b>2.940.363.648</b>	<b>(8.281.857.024)</b>	<b>29.663.271.629</b>
Otros pasivos financieros	7.449.464.332	3.280.310	29.511.885	34.441.426	(52.208.356)	7.464.489.597
Cuentas por pagar	2.654.739.507	643.302.567	1.521.991.044	443.546.724	(2.227.343.140)	3.036.236.702
Provisiones	537.492.576	-	31.795.943	-	(880.704)	568.407.815
Otros Pasivos	1.972.453.095	45.686.344	182.293.750	12.485.485	67.850.571	2.280.769.245
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 12.614.149.510</b>	<b>\$ 692.269.221</b>	<b>\$ 1.765.592.622</b>	<b>\$ 490.473.635</b>	<b>\$ (2.212.581.629)</b>	<b>\$ 13.349.903.359</b>

## 45. Hechos relevantes

### Suspensión Proyecto Windpeshi

El 24 de mayo de 2023 la Junta Directiva autorizó al Gerente General para: (i) 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 y (ii) evaluar y analizar los escenarios de venta del Proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo. Ver nota 10.

### Laudo Arbitral Quimbo

El 7 de julio de 2023, se notificó a el Grupo el laudo arbitral desfavorable dentro del trámite iniciado por el Consorcio Obras Quimbo contra el Grupo, iniciado con ocasión a la ejecución del contrato para la construcción de las vías sustitutivas del proyecto el Quimbo. Con la demanda pretendían la devolución de \$8.937.735, producto de la ejecución de la garantía bancaria de cumplimiento por parte del Grupo.

Este Laudo será gestionado por el Grupo a través de recurso de anulación, dado que el fallo adolece de serios defectos que pueden dar lugar a su revocación.

## Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

Ante el inicio de acción ejecutiva por parte del Consorcio Obras Quimbo para el pago del Laudo y con el fin de evitar perjuicios por la práctica de embargos hacia el Grupo, se procedió a realizar el pago del importe total de la condena, incluido intereses por un valor de \$9.874.227. El pago se realizó el 13 de octubre de 2023.

El trámite de la anulación del Laudo sigue su curso normal.

#### **Renovación contrato Crédito Fácil Codensa**

El 9 de octubre de 2023 Enel Colombia S.A. E.S.P., informa que, durante los últimos catorce años, en conjunto con Scotiabank Colpatria S.A. (en adelante el "Banco"), han desarrollado una alianza comercial que ha permitido implementar exitosamente el modelo de negocio "Crédito Fácil Codensa". Esta les ha permitido a los clientes de Enel acceder al mercado financiero a través del otorgamiento de tarjetas de crédito y créditos de consumo.

En el marco de esta alianza, el Banco y Enel han renovado el acuerdo comercial de colaboración a partir de octubre de 2023 hasta noviembre de 2029, que ratifica el compromiso de las partes para continuar ofreciendo los productos mencionados y agregando valor 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.

El Banco y Enel continuarán ofreciendo los productos de tarjeta de crédito y préstamos personales a los clientes de Enel de Bogotá y Cundinamarca, generando bancarización y mejorando su calidad de vida. Igualmente, se continuará prestando el servicio con normalidad a los más de 860 mil clientes de Bogotá y Cundinamarca y los nuevos que adquieran los productos.

No se presentan cambios respecto a las responsabilidades contractuales entre las partes según se describe en la nota 1.3 Contratos de colaboración empresarial.

#### **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.

El precio de la transacción de venta pactado inicialmente, se materializó en US \$35.241.866 Millones generando una utilidad neta por la venta de las acciones de Transnova en US \$1.420.497 Millones. (Ver Nota 10).

#### **Acuerdo de venta 80% 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.

#### **Capitalización acciones Colombia ZE S.A.S.**

Infra Bridge realizó una capitalización en la Compañía Colombia ZE S.A.S. por valor de \$ 64.100.099 para la emisión de 6.368.513 acciones ordinarias por un valor nominal de \$1.000 más una prima en colocación de acciones de \$9.065,16 por acción.

Como parte del proceso de la compra de estas compañías, se realizará la actualización del nombramiento de la Junta Directiva y los Representantes Legales de cada sociedad de acuerdo con las nuevas directrices que establezca Infra Bridge.

#### **Transferencia de acciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. a Enel Costa Rica CAM S.A. de P.H. Chucas S.A.**

El 15 de junio de 2023, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó un aporte adicional de capital a la sociedad Enel Costa Rica CAM, mediante la transferencia de 24.960 acciones comunes y nominativas que la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en la sociedad P.H. Chucas S.A.

#### **Arbitraje interpuesto por P.H. Chucas S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)**

P.H. Chucás S.A. (Chucás) presentó la Solicitud de Arbitraje en contra del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) el 14 de julio de 2020, ante el CICA-AmCham, con el fin de obtener el reconocimiento de los mayores costos incurridos para la construcción de la planta Chucás y reconocimiento de la ampliación del plazo para concluir la construcción de la obra para dejar sin efectos la cancelación de la multa impuesta por el ICE por un presunto retraso en la finalización de las obras. El número de expediente asignado al proceso es 607-2020/AR-CICA. El ICE fue notificado de la Solicitud de Arbitraje el 31 de julio de 2020. Por medio de la resolución 7 del Tribunal Arbitral, se rechazó la excepción de falta de competencia presentada por el ICE, confirmándose que el Tribunal Arbitral era competente para conocer de la totalidad de las pretensiones de la demanda y de la controversia. El ICE presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio en contra de la resolución 7 del Tribunal Arbitral el 6 de agosto de 2021. Mediante resolución 8, el Tribunal Arbitral rechazó el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE y elevó el recurso de apelación para que fuera conocido por la Sala Primera. El expediente arbitral fue remitido a la Sala Primera, en donde se le asignó el número de expediente judicial 21-000103-0004-AR. El voto No. 001157-C-S1-2022 de las 12:18 horas del 12 de mayo de 2022, dictado por la Sala Primera, acogió el recurso de apelación que el ICE interpuso en contra de la resolución que dictó el Tribunal Arbitral declarándose competente para conocer de la controversia. En consecuencia, la Sala Primera declaró incompetente al Tribunal Arbitral. En contra del voto No. 001157-C-S1-2022 de la Sala Primera, Chucás interpuso una Demanda de revisión, que se tramita bajo el expediente 22-000084-0004-AR.

El 27 de junio de 2023, se notificó a Chucás el voto No. 000788-A-S1-2023 de las 14:12 horas del 31 de mayo de 2023 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, mediante el cual se rechazó de plano la Demanda de Revisión interpuesta.

En consecuencia, no hay ningún recurso disponible en contra del voto No. 000788-A-S1-2023 de las 14:12 horas del 31 de mayo de 2023 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia que modifique lo resuelto y ya no existe ningún proceso pendiente de ser resuelto que haya sido interpuesto para combatir el voto No. 001157-C-S1-2022 de las 12:18 horas del 12 de mayo de 2022, mediante el cual la Sala Primera declaró la falta de competencia del tribunal arbitral para resolver la controversia en contra del ICE. Al no haber ningún proceso pendiente de resolver, el arbitraje interpuesto por P.H. Chucás S.A. en contra del ICE que se tramita bajo el expediente 607-2020/AR-CICA será archivado. Las medidas cautelares que fueron dictadas dentro del proceso 17-002743-1027-CA y que suspendieron el cobro parcial del primer tracto de multas interpuestas por el ICE en contra de Chucás por la entrada tardía de operación de la Planta Hidroeléctrica Chucás serán levantadas, al no haber ningún proceso principal que las soporte, quedando posibilitado el ICE para efectuar su cobro.

#### **Capitalización Derivex S.A.**

Enel Colombia S.A. E.S.P. informó que la Junta Directiva el 27 de septiembre de 2023 autorizó capitalizar a Derivex S.A. por \$212.000. Obteniendo de esta manera, Enel Colombia S.A. E.S.P. una participación accionaria del cinco por ciento (5%) en la mencionada sociedad, límite regulatorio de participación de acuerdo con la Resolución CREG 114 de 2018.

#### **Venta Central Cartagena y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

El 12 de julio de 2023 suscribió con SMN Termo Cartagena S.A.S., el contrato de compraventa, para la enajenación de la planta de generación de energía térmica denominada central Cartagena ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, Bolívar, Colombia y el 100% de la participación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S. A., concesionaria de los permisos portuarios necesarios para la operación de la central. El acuerdo empezará a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el Grupo SMN asumirá la administración y operación de esta planta generadora de energía. Al 30 de septiembre de 2023, el Grupo reclasificó la inversión como un activo mantenido para la venta y reconoció la reversión del deterioro por desmantelamiento que tenía reconocido la planta. (Ver nota 10).

#### **Capitalización Enel X S.A. E.S.P.**

El 20 de diciembre de 2023 en reunión Extraordinaria de Asamblea de Accionistas del Grupo y Enel X Colombia S.A. E.S.P., se aprobó el aumento del capital suscrito de Enel X S.A. E.S.P. por COP \$18.000.000, con la emisión de 180.000 acciones ordinarias a valor nominal de COP \$1.000 cada una, para un total de \$180.000. y una prima en colocación de acciones de COP \$99.000 por acción para un total de \$17.820., según consta en el Acta No. 25 contenida en el libro de actas de Asamblea de accionistas de la sociedad. Esta capitalización se recibió por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P., continuando como único accionista de la sociedad con un total de 230.368 acciones.

#### **46. Aprobación de estados financieros**

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2023 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 538 del 20 de febrero de 2024 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 110 del 28 de febrero de 2024, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

#### **47. Eventos subsecuentes**

##### **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.

##### **Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40**

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acordado con la ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.868.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre. En meses posteriores se realizará la escrituración, entrega y registro, así como el pago del valor restante.

##### **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, 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.

enet