

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS  
CONDENSADOS CONSOLIDADOS**

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

Al 30 de septiembre y por los periodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2024.  
(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023 y por los periodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2023).

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

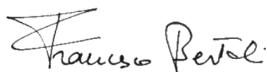
	Nota	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
<b>ACTIVO</b>			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.048.100.747	\$ 1.629.477.082
Otros activos financieros	5	49.375.803	19.687.046
Otros activos no financieros	6	140.478.500	109.126.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.369.910.709	2.610.259.197
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	17.831.487	15.835.483
Inventarios, neto	9	478.044.067	534.984.310
Activos mantenidos para la venta	10	424.508.688	424.508.688
Activos por impuestos de renta	11	74.615.228	106.062.126
<b>Total activo corriente</b>		<b>\$ 4.602.865.229</b>	<b>\$ 5.449.940.129</b>
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	377.074.105	365.208.600
Otros activos no financieros	6	299.346.062	284.702.340
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	52.680.207	57.254.678
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	51.042.966	54.740.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.377.779.646	1.499.261.575
Propiedades, planta y equipo, neto	14	22.816.378.096	21.758.779.814
Plusvalía	15	117.494.254	107.840.122
Activos por impuestos diferidos	16	19.139.668	18.156.518
<b>Total activo no corriente</b>		<b>\$ 25.110.935.004</b>	<b>\$ 24.145.944.365</b>
<b>Total activo</b>		<b>\$ 29.713.800.233</b>	<b>\$ 29.595.884.494</b>
<b>Pasivo y patrimonio</b>			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.590.142.102	2.180.692.213
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.430.392.299	3.070.227.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	1.437.267.387	266.929.547
Provisiones	19	172.607.289	225.473.844
Pasivos por impuestos	20	76.132.377	410.178.227
Otros pasivos no financieros	21	300.364.330	348.170.207
Provisiones por beneficios a los empleados	22	112.683.625	132.366.206
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>\$ 6.119.589.409</b>	<b>\$ 6.634.037.418</b>
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	7.083.411.067	7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	76.707.795	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	262.350.721	246.389.316
Provisiones	19	347.921.018	218.923.985
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	286.289	-
Provisiones por beneficios a los empleados	22	467.540.430	507.362.135
Pasivos por impuestos diferidos	16	571.271.429	528.135.092
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>\$ 8.809.488.749</b>	<b>\$ 8.995.509.078</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>\$ 14.929.078.158</b>	<b>\$ 15.629.546.496</b>

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

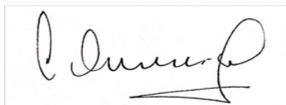
	Nota	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	23	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.783.197.947	1.851.635.302
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		190.930.918	(155.295.479)
<i>Utilidad del periodo</i>		2.171.557.827	1.938.215.238
<i>Utilidades retenidas</i>		744.783.131	545.026.954
<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		5.661.616.985	5.228.518.219
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>\$ 13.846.539.291</b>	<b>\$ 13.135.651.483</b>
Participaciones no controladoras		938.182.784	830.686.515
<b>Total patrimonio</b>		<b>14.784.722.075</b>	<b>13.966.337.998</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>\$ 29.713.800.233</b>	<b>\$ 29.595.884.494</b>

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

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



Francesco Bertoli  
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 13 de noviembre de 2024)



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

### Estado de Resultados Intermedio, Condensado Consolidado, por Naturaleza

Por los períodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2024

(Con cifras comparativas por los períodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2023)

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

	Nota	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de		Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de	
		2024	2023	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 12.433.801.592	\$ 12.286.937.713	\$ 4.168.041.018	\$ 4.440.644.649
Otros ingresos de operación	24	86.581.549	117.285.741	35.838.367	37.977.622
<b>Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>12.520.383.141</b>	<b>12.404.223.454</b>	<b>4.203.879.385</b>	<b>4.478.622.271</b>
Aprovisionamientos y servicios	25	(6.647.008.492)	(6.152.302.997)	(2.272.619.818)	(2.325.544.753)
<b>Margen de contribución</b>		<b>\$ 5.873.374.649</b>	<b>\$ 6.251.920.457</b>	<b>\$ 1.931.259.567</b>	<b>\$ 2.153.077.518</b>
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	129.436.738	118.758.729	44.622.633	39.956.508
Gastos de personal		(426.239.138)	(421.619.451)	(143.300.270)	(136.489.533)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(596.700.206)	(587.569.397)	(196.713.471)	(176.316.724)
<b>Resultado bruto de operación</b>		<b>4.979.872.043</b>	<b>5.361.490.338</b>	<b>1.635.868.459</b>	<b>1.880.227.769</b>
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(823.728.920)	(760.629.471)	(280.238.943)	(244.090.246)
Pérdidas por deterioro		(45.534.731)	99.921.325	(20.967.719)	125.530.147
<b>Resultado de operación</b>		<b>4.110.608.392</b>	<b>4.700.782.192</b>	<b>1.334.661.797</b>	<b>1.761.667.670</b>
Ingresos financieros		155.131.668	233.321.878	40.816.298	59.194.405
Gastos financieros	27	(918.251.908)	(1.195.078.031)	(281.605.222)	(284.734.273)
Diferencia en cambio, neto		(24.296.810)	37.574.707	(5.606.001)	7.401.936
<b>Resultado financiero, neto</b>		<b>(787.417.050)</b>	<b>(924.181.446)</b>	<b>(246.394.925)</b>	<b>(218.137.932)</b>
<b>Resultado de otras inversiones</b>					
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	(3.340.272)	14.945.029	(3.676)	(2.918.035)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	28	(6.188.154)	(3.584.738)	(2.345.367)	(1.352.554)
<b>Resultados antes de impuestos</b>		<b>3.313.662.916</b>	<b>3.787.961.037</b>	<b>1.085.917.829</b>	<b>1.539.259.149</b>
Gasto por impuestos a las ganancias		(1.069.836.196)	(1.498.394.610)	(346.552.699)	(571.181.670)
<b>Utilidad del período</b>		<b>\$ 2.243.826.720</b>	<b>\$ 2.289.566.427</b>	<b>\$ 739.365.130</b>	<b>\$ 968.077.479</b>
<b>Utilidad atribuible</b>					
A los accionistas		2.171.557.827	2.274.068.395	697.216.070	947.487.870
Participación no controlada		72.268.893	15.498.032	42.149.060	20.589.609
<b>Resultado del período</b>		<b>\$ 2.243.826.720</b>	<b>\$ 2.289.566.427</b>	<b>\$ 739.365.130</b>	<b>\$ 968.077.479</b>
<b>Resultado por acción básica y diluida</b>					
Ganancia por acción básica y diluida		14.583	15.271	4.682	6.363
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918	148.914.162	148.914.162

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

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



Francesco Bertoli  
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 13 de noviembre de 2024)



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

### Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Condensado Consolidado

Por los períodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2024

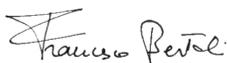
(Con cifras comparativas por los períodos de tres y nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2023)

(En miles de pesos colombianos)

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de		Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de	
	2024	2023	2024	2023
<b>Resultado del período</b>	<b>\$ 2.243.826.720</b>	<b>\$ 2.289.566.427</b>	<b>\$ 739.365.130</b>	<b>\$ 968.077.479</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:</b>				
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(452.364)	(10.162.439)	5.025	(1.049.054)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	45.144.879	(62.180.308)	(30.450.790)	2.510.232
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	269.041.566	(661.317.288)	12.910.974	(90.956.810)
<b>Otro resultado del período, antes de impuestos</b>	<b>313.734.081</b>	<b>(733.660.035)</b>	<b>(17.534.791)</b>	<b>(89.495.632)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:</b>				
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	50.009.188	(299.143.597)	(4.100.702)	(52.081.855)
<b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos</b>	<b>50.009.188</b>	<b>(299.143.597)</b>	<b>(4.100.702)</b>	<b>(52.081.855)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>				
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(13.655)	79.903	9.867	-
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>	<b>(13.655)</b>	<b>79.903</b>	<b>9.867</b>	<b>-</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(17.503.217)	98.794.560	1.435.245	17.397.621
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período</b>	<b>(17.503.217)</b>	<b>98.794.560</b>	<b>1.435.245</b>	<b>17.397.621</b>
<b>Total otro resultado integral</b>	<b>346.226.397</b>	<b>(933.929.169)</b>	<b>(20.190.381)</b>	<b>(124.179.866)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>\$ 2.590.053.117</b>	<b>\$ 1.355.637.258</b>	<b>\$ 719.174.749</b>	<b>\$ 843.897.613</b>
<b>Utilidad atribuible:</b>				
A los accionistas	2.517.784.224	1.340.139.226	677.025.689	823.308.004
Participación no controlada	72.268.893	15.498.032	42.149.060	20.589.609
<b>Utilidad del período</b>	<b>\$ 2.590.053.117</b>	<b>\$ 1.355.637.258</b>	<b>\$ 719.174.749</b>	<b>\$ 843.897.613</b>

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

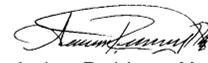
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las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



Francesco Bertoli  
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 13 de noviembre de 2024)



Seen by Fanny  
Azucena  
Martínez Saba



Seen by Carlos  
Eduardo Puentes  
Suavita



Seen by Sandra  
Milena Primicero  
Jamaica

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Condensado Consolidado**  
**Por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2024**  
**(Cifras comparativas por el período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023)**  
**(En miles de pesos colombianos)**

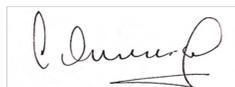
	Reservas								Otro resultado integral								
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total otro resultado integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio	Participaciones no controladoras	Total patrimonio
Patrimonio inicial al 01-01-2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 381.958.956	\$ 1.146.052.277	\$ 1.882.254.998	\$ 278.975.223	\$ (117.352.484)	\$ 919.323.253	\$ 1.080.945.992	\$ 5.997.936.967	\$ 15.171.931.398	\$ 1.141.436.872	\$ 16.313.368.270
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.274.068.395	2.274.068.395	15.498.032	2.289.566.427
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(933.929.169)
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(210.511.476)	(62.100.405)	(661.317.288)	(933.929.169)	-	-	-	(933.929.169)
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(210.511.476)	(62.100.405)	(661.317.288)	(933.929.169)	2.274.068.395	1.340.139.226	15.498.032	1.355.637.258
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	(30.619.696)	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.707.633.986)	(2.738.253.682)	(103.332.902)	(2.841.586.584)
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(186.068.722)	(186.068.722)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	(30.619.696)	(30.619.696)	(210.511.476)	(62.100.405)	(661.317.288)	(933.929.169)	(433.565.591)	(1.398.114.456)	(273.903.592)	(1.672.018.048)
Patrimonio final al 30-09-2023	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ 68.463.747	\$ (179.452.889)	\$ 258.005.965	\$ 147.016.823	\$ 5.564.371.376	\$ 13.773.816.942	\$ 867.533.280	\$ 14.641.350.222
Patrimonio inicial al 01-01-2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 351.339.260	\$ 1.146.052.277	\$ 1.851.635.302	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.228.518.219	\$ 13.135.651.483	\$ 830.686.515	\$ 13.966.337.998
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.171.557.827	2.171.557.827	72.268.893	2.243.826.720
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.053.607	45.131.224	269.041.566	346.226.397	-	-	-	346.226.397
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.053.607	45.131.224	269.041.566	346.226.397	2.171.557.827	2.517.784.224	72.268.893	2.590.053.117
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	(68.437.355)	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)	(10.384)	(1.806.906.808)
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	35.237.760	35.237.768
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	(68.437.355)	(68.437.355)	32.053.607	45.131.224	269.041.566	346.226.397	433.098.766	710.887.808	107.496.269	818.384.077
Patrimonio final al 30-09-2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 282.901.905	\$ 1.146.052.277	\$ 1.783.197.947	\$ 23.398.975	\$ (151.314.676)	\$ 318.846.619	\$ 190.930.918	\$ 5.661.616.985	\$ 13.846.539.291	\$ 938.182.784	\$ 14.784.722.075

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

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



Francesco Bertoli  
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T



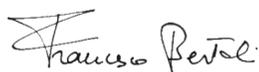
Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 13 de noviembre de 2024)

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Flujo de Efectivo, Intermedio Condensado Consolidado, Método Directo**  
**Por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2024**  
**(Cifras comparativas por el periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023)**  
(En miles de pesos colombianos)

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 12.778.209.297	\$ 11.369.982.687
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	97.677.800	138.592.844
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	8.415.678	75.477.845
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	1.846.677.499	1.969.046.393
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(7.438.762.917)	(6.398.044.082)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(307.691.495)	(307.647.357)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas.</i>	(75.832.470)	(55.137.731)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(2.081.215.238)	(1.728.419.229)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>4.827.478.154</b>	<b>5.063.851.370</b>
Impuestos a las ganancias pagados	(1.369.213.024)	(1.750.921.786)
Efectivo por activo mantenido para la venta	-	(54.342.103)
Otras (salidas) de efectivo	(129.490.537)	(178.567.140)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>3.328.774.593</b>	<b>3.080.020.341</b>
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	115.404.233
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	(2.606.240)
Importe procedente de la venta de propiedades, planta y equipo	24.035.369	25.000.000
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(1.743.042.105)	(2.336.545.867)
Compras de otros activos a largo plazo	-	(15.862.363)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(43.999.270)	(197.159.632)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	21.858.001	45.919.965
Intereses recibidos actividades inversión	44.014.212	88.170.087
Otras entradas (salidas) de efectivo	(215.966)	(67.532.222)
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión</b>	<b>(1.697.349.759)</b>	<b>(2.345.212.039)</b>
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	1.510.000.000	2.587.392.819
Préstamos de entidades relacionadas	-	139.530
Pago de préstamos	(2.213.647.326)	(1.184.603.315)
Dividendos pagados accionistas	(615.985.313)	(1.460.264.075)
Intereses pagados financiación	(825.969.028)	(674.127.344)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(21.952.874)	(23.755.202)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(39.802.745)	(33.459.806)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(42.449.957)	(55.671.854)
Otras entradas de efectivo financiación	37.006.074	98.182.185
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación</b>	<b>(2.212.801.169)</b>	<b>(746.167.062)</b>
<b>Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>(581.376.335)</b>	<b>(11.358.760)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	<b>1.629.477.082</b>	<b>1.215.342.798</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	<b>\$ 1.048.100.747</b>	<b>\$ 1.203.984.038</b>

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

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



Francesco Bertoli  
Representante Legal



Luz Dary Sarmiento Quintero  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 65450-T



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

(Véase mi informe del 13 de noviembre de 2024)



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

Teléfono +57 (601) 618 8000  
+57 (601) 618 8100  
[www.kpmg.com/co](http://www.kpmg.com/co)

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

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

### **Introducción**

He revisado la información financiera intermedia condensada consolidada que se adjunta, al 30 de septiembre de 2024 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), la cual comprende:

- el estado condensado consolidado de situación financiera al 30 de septiembre de 2024;
- el estado condensado consolidado de resultados y el estado condensado consolidado del otro resultado integral, por los períodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2024;
- el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2024;
- el estado condensado consolidado de flujos de efectivo por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2024; y
- las notas a la información financiera intermedia.

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

### **Alcance de la revisión**

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una

revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

### **Conclusión**

Basada en mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión que me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 30 de septiembre de 2024 que se adjunta, no ha sido preparada, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.



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

13 de noviembre de 2024

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

## Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

### Índice

1.	Información general .....	9
2.	Bases de presentación .....	36
3.	Políticas contables .....	43
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo .....	43
5.	Otros activos financieros .....	45
6.	Otros activos no financieros .....	48
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto .....	50
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas .....	54
9.	Inventarios, neto .....	60
10.	Activos mantenidos para la venta .....	61
11.	Activos por impuesto de renta .....	62
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas .....	63
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto .....	65
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto .....	68
15.	Plusvalía .....	74
16.	Impuestos diferidos, neto .....	74
17.	Otros pasivos financieros .....	77
18.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar .....	82
19.	Provisiones .....	84
20.	Pasivos por impuestos corrientes .....	92
21.	Otros pasivos no financieros .....	96
22.	Provisiones por beneficios a los empleados .....	96
23.	Patrimonio .....	102
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación .....	103
25.	Aprovisionamientos y servicios .....	108
26.	Otros gastos fijos, por naturaleza .....	109
27.	Gastos financieros .....	110
28.	Resultado en venta y disposición de activos, neto .....	112
29.	Contingencias .....	112
30.	Sanciones .....	129
31.	Mercado de derivados energéticos .....	133
32.	Información sobre valores razonables .....	134
33.	Categorías de activos y pasivos financieros .....	135
34.	Segmentos de Operación .....	136
35.	Temas relevantes .....	140
36.	Eventos subsecuentes .....	143

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**1. Información general**

**1.1. Ente Económico**

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

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

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

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 30 de septiembre de 2024 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 2 de enero de 2024, inscrito el 29 de enero de 2024 bajo el No.03059531 del libro IX, por medio del cual la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América S.p.A. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes inversora Codensa S.A.S.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. - En liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S., Guayepo III S.A.S. E.S.P. (Subordinadas).

Producto de la adquisición del 100% de las acciones de la sociedad Guayepo III S.A.S. E.S.P., se encuentra pendiente el registro por parte de Cámara de Comercio de Bogotá de la actualización de la situación de control y grupo empresarial.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados, incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

**Tipo de participación directa**

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

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

**Tipo de participación indirecta**

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

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

➤ **Colombia**

• **Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

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

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

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

**Objeto social:** tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994. Dentro de sus estrategias comerciales se

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el Gobierno Nacional de las compañías electrificadoras.

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

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

➤ **Costa Rica**

• **Enel Costa Rica CAM S.A.**

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

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

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte de 30 de septiembre de 2024, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

➤ **Panamá**

• **Enel Panamá CAM S.R.L.**

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

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

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

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por cinco (5) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 30 de septiembre de 2024.

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

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

• **Enel Fortuna S.A.**

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

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 30 de septiembre de 2024, la compañía tiene un total de 56 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>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

• **Enel Renovable S.R.L.**

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

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

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

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

➤ **Guatemala**

• **Enel Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 30 de septiembre de 2024 es:

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

• **Generadora de Occidente S.A.**

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

Generadora de Occidente S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 27 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Registro Mercantil bajo el número de Registro 42079, folio 708, libro 135 de Sociedades con fecha 12 de noviembre de 1999.

La aportación social de Generadora de Occidente S.A. a corte de 30 de septiembre de 2024 es:

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

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

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

• **Tecnoguat S.A.**

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

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

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 30 de septiembre de 2024 es:

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

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

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

• **Generadora Montecristo S.A.**

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

La composición accionaria de Generadora Montecristo S.A. a corte del 30 de septiembre de 2024 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.

• **Renovables de Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 30 de septiembre de 2024 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.

**1.1.1. Capacidad Instalada**

El Grupo cuenta con 36 centrales que se describen a continuación:

**Colombia**

Cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 3 parques solares, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Cesar:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]
Guavio	Hidráulica	1,250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paráiso	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
La loma*	Solar	150
Fundación*	Solar	90
El Paso**	Solar	68

\*Inicio de operación comercial en junio de 2024.

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

Nota: Actualmente se encuentra en construcción/pruebas el proyecto solar Guayepo I&II.

### Centroamérica

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

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

### 1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y septiembre de 2024 fueron de 49,1 Mm<sup>3</sup>, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular GNV en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

**1.3. Contratos de colaboración empresarial**

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

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

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

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida, al 30 de septiembre de 2024, se encuentra en el proceso de liquidación respectivo.

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

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

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

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

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

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

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

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

##### **Energía Eléctrica**

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

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

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

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

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

En el mes de abril de 2024, el MME expidió tres resoluciones con el objetivo de hacer gestión de corto plazo para buscar mitigar los efectos que tuvo sobre el Sistema Interconectado

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Nacional el Fenómeno El Niño 2023-2024. La Resolución 40115/24 dispuso ampliar las medidas tomadas desde el año pasado en el sentido de restringir las exportaciones de energía al Ecuador, las cuales deben partir únicamente de plantas de generación térmica de combustibles líquidos y de plantas térmicas despachadas centralmente. Esta norma tenía vigencia hasta el 31 de julio de 2024.

Por otra parte, la Resolución 40116/24 estableció que se debe incorporar dentro del despacho diario de generación, una meta mínima de generación térmica, y en este esquema, el MME definirá semanalmente la cantidad de generación térmica diaria necesaria, según recomendaciones del Centro Nacional de Despacho (CND). La medida estuvo vigente hasta el 31 de mayo de 2024.

Finalmente, la Resolución 40132/24, dispone que el CND programará en el despacho y redespacho las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que sean despachadas centralmente, en la base del programa de generación, y que estas plantas FNCER despachadas centralmente no serán objeto del cálculo de desviaciones ni de la liquidación de estas. Esta última norma estuvo acompañada de la Resolución CREG 101 040-24, sobre liquidación de desviaciones para plantas variables y una nueva causal de redespacho, como medidas transitorias para aumentar la oferta de energía en el fenómeno del Niño; con esta resolución, la medida tomada para las desviaciones de plantas tuvo vigencia hasta el 30 de junio de 2024.

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

Igualmente, en abril la CREG publicó en firme la Resolución 101-041 de 2024, mediante la cual estableció medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24. La medida definitiva establece: (i) no se ajustará el precio de oferta, si como resultado del predespacho ideal, la planta hidráulica con reserva disponible mayor a 20 días está presente en todos los periodos en los cuales declaró disponibilidad, (ii) en caso contrario, se ajustará su precio de oferta con el precio de la planta hidráulica despachada centralmente con menor precio de oferta, adicionado en 15 \$/kWh. Lo anterior no aplica si el embalse tiene un nivel igual o inferior al Nivel de ENFICC Probabilístico (nivel mínimo que necesita tener un embalse para que una planta asociada pueda generar su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad base), (iii) la norma tuvo vigencia hasta el 11 de mayo de 2024.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

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

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

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

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la resolución 101 044 de 2024 que ajustó el cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los proyectos solares

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

fotovoltaicos cuando sólo se usa información secundaria, aplicable para proyectos que deseen participar en algún mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) sin contar con el requisito de tener un año de medición en sitio. La norma indica que el valor de ENFICC no podrá ser superior al valor de ENFICC calculado conforme al artículo 6 de la resolución CREG 101 007 de 2023 multiplicado por un valor de 0.8. (antes el factor era de 0.6).

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

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

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

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

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

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

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

### **Aspectos Ambientales**

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

El contenido se divide en tres secciones (libros):

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

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

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

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

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

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

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

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

A nivel Distrital, para el año 2023 se han venido estructurando y publicando diferentes normas en materia de cambio climático, se resalta el Documento Conpes de Política Pública de Acción

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 cambia las Determinantes de ordenamiento territorial y su orden de prevalencia, estableciendo en el Nivel 1, el de mayor importancia, las determinantes relacionadas con la conservación, la protección del ambiente y los ecosistemas, el ciclo del agua, los recursos naturales, la prevención de amenazas y riesgos de desastres, la gestión del cambio climático y la soberanía alimentaria.

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

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

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

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

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

### **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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

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

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

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

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

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

En el mes de julio de 2024, la CREG emitió la Resolución 102-008 de 2024, mediante la cual realizó modificaciones a la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural. En la norma, se introduce el procedimiento para determinar el cubrimiento por deuda en dólares dentro de los gastos de AOM (administración, operación y mantenimiento). El cargo definido para esta finalidad, incluyendo el cubrimiento eficiente, aplica únicamente por un periodo de 60 meses. También se determinó incorporar en la formulación de los cargos fijos y variables que remuneran las inversiones el reconocimiento de un costo de oportunidad al activo que termina el periodo de vida útil normativo.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

**Mercado Eléctrico Regional - MER**

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

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

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

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

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

- b) Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada período de Mercado (el período de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada período horario.

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

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

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

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

**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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

La empresa estatal ICE, es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.º8345.

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.

**Guatemala**

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

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

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

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

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

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

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

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

El valor agregado de distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

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

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

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

## **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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

En ese mismo mes, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos publicó la Resolución AN No.19112-Elec que aprueba las modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Mayorista de Electricidad para la introducción de la utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para las Centrales de Generación Renovables.

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

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

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

## **2. Bases de presentación**

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

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

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

### **2.1 Principios contables**

La información financiera intermedia condensada consolidada al y por los períodos de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, ha sido preparada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia, contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 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, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés). En adición consideran los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia para efectos de reporte como emisores.

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

commutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por el Grupo desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados consolidados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023.

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

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

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

## **2.2 Base contabilidad de causación**

El Grupo prepara sus estados financieros intermedios condensados consolidados, usando la base de contabilidad de causación, excepto 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 2024**

La normatividad colombiana ha actualizado el marco técnico de las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en Colombia, incorporando principalmente enmiendas a las normas que inician su vigencia a partir del 1 de enero de 2024, permitiendo su aplicación anticipada.

El Grupo no ha adoptado anticipadamente estas normas en la preparación de estos estados financieros intermedios condensados consolidados y no espera impactos importantes de su aplicación.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**2.4 Estimados y criterios contables**

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- 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 intermedios condensados consolidados 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.
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.
- 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.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados.
- 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 intermedios condensados consolidados, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros intermedios y/o anuales.

## **2.6 Entidades filiales**

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

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

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

## **2.7 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos**

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

## **2.8 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 en libros de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

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

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

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

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

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

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

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

(2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

(3) Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

(4) Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

(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), así como también la moneda de presentación de los estados financieros intermedios condensados consolidados del Grupo.

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

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

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

## **2.11 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:

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros intermedios condensados consolidados.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral.

*Tipos de cambio:*

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

	Al 30 de septiembre de 2024	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$US	\$ 4.164,21	\$ 3.982,01

**3. Políticas contables**

**3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados consolidados**

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2023.

**4. Efectivo y equivalentes al efectivo**

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos en bancos (a)	\$ 895.208.248	\$ 1.488.597.242
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b)	152.825.689	140.822.246
Efectivo en caja	66.810	57.594
	<b>\$ 1.048.100.747</b>	<b>\$ 1.629.477.082</b>

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

Detalle por moneda (*)	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pesos Colombianos	\$ 750.701.036	\$ 1.426.298.913
Dólares Americanos	280.521.460	193.775.591
Colón Costarricense	9.513.887	7.009.975
Quetzal Guatemalteco	7.364.364	2.392.603
	<b>\$ 1.048.100.747</b>	<b>\$ 1.629.477.082</b>

(\*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 30 de septiembre 2024 y 31 de diciembre de 2023 de \$4.164,21 y \$3.822,05 por US\$1, respectivamente.

**(a) Colombia**

En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución del saldo en bancos de \$(689.527.440), está dada principalmente por: i) recaudo \$11.996.289.200; ii) pagos a proveedores \$(8.926.043.687); iii) pago de intereses y deuda \$(1.543.123.169); iv) pago de impuestos \$(1.359.821.343) y v) otros pagos \$(856.828.441).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo de bancos corresponde principalmente a pagos

realizados a proveedores por servicios asociados al negocio por \$(97.985.288), gastos financieros por \$(387.705), recaudos de facturación por venta de energía año 2024 por \$95.189.830 y crédito intercompañía por \$2.100.000.

## Centroamérica

En Centroamérica el saldo en bancos al 30 de septiembre de 2024 es de \$283.356.347; la variación corresponde principalmente a entradas de cobros por facturación de distribuidoras, grandes clientes y pagos a proveedores de energía.

- (b) El otro efectivo y equivalentes al efectivo está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo del Grupo junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.

El incremento se origina principalmente porque las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

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

Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el Grupo utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando el pago a los proveedores.

Al 30 de septiembre de 2024, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$164.541.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 30 de septiembre de 2024 y 2023, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo:

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 30 de septiembre de 2024
	Saldo a 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 6.635.299.682	\$ 1.510.000.000	\$( 2.183.835.017)	\$ 1.549.487	\$ 655.431.352	\$ -	\$ -	\$ 6.618.445.504
Bonos	2.450.471.339	-	(855.781.337)	72.682	151.513.248	-	-	1.746.275.932
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(61.755.619)	1.544.844	20.813.410	66.781.311	-	297.759.976
Instrumentos derivados	78.183.734	20.351.649	-	(57.648.607)	-	-	(29.815.019)	11.071.757
Préstamos vinculados	269.536.156	-	(42.449.957)	41.784.817	-	-	-	268.871.016
Otros	-	16.654.425	-	-	-	-	-	16.654.425
<b>Total, pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 9.703.866.941</b>	<b>\$ 1.547.006.074</b>	<b>\$( 3.143.821.930)</b>	<b>\$( 12.696.777)</b>	<b>\$ 827.758.010</b>	<b>\$ 66.781.311</b>	<b>\$( 29.815.019)</b>	<b>\$ 8.959.078.610</b>

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 30 de septiembre de 2023
	Saldo a 1 de enero de 2023	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 3.932.280.366	\$ 2.058.064.999	\$( 1.008.304.675)	\$ 8.178.565	\$ 438.977.230	\$ -	\$ -	\$ 5.429.196.485
Bonos	3.232.918.315	-	(850.425.984)	69.295	269.840.203	-	-	2.652.401.829
Pasivos por arrendamientos	294.675.470	-	(57.215.008)	(1.251.401)	20.385.269	16.520.915	-	273.115.245
Instrumentos derivados	4.615.446	98.179.417	-	72.525.397	-	-	(114.614.019)	60.706.241
Préstamos vinculados	-	529.467.350	(55.671.854)	(140.951.067)	-	-	-	332.844.429
Otros	-	2.768	-	-	-	-	-	2.768
<b>Total, pasivos por actividades de financiación</b>	<b>\$ 7.464.489.597</b>	<b>\$ 2.685.714.534</b>	<b>\$( 1.971.617.521)</b>	<b>\$( 61.429.211)</b>	<b>\$ 729.202.702</b>	<b>\$ 16.520.915</b>	<b>\$( 114.614.019)</b>	<b>\$ 8.748.266.997</b>

## 5. Otros activos financieros

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura (1)	\$ 22.939.519	\$ 14.949.925	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440
Fideicomisos	18.810.449	-	7.527.351	-
<i>Fideicomisos (2)</i>	18.810.700	-	7.527.508	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(251)	-	(157)	-
Embargos judiciales	3.139.056	-	3.693.358	-
<i>Embargos judiciales (3)</i>	3.150.054	-	3.713.944	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(10.998)	-	(20.586)	-
Otros activos (4)	2.625.929	361.964.054	4.181.735	334.949.991
Garantías mercados derivados energéticos (5)	1.860.850	-	1.989.904	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	160.126	-	201.169
	<b>\$ 49.375.803</b>	<b>\$ 377.074.105</b>	<b>\$ 19.687.046</b>	<b>\$ 365.208.600</b>

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

(1) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre 2024 tiene constituido veintisiete (27) 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	31/1/2025	25.500.000	USD	4.068,45	\$ 4.292.332	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	3.905.248	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	3.624.315	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/3/2025	20.000.000	USD	4.099,50	3.369.195	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	24.297.335	USD	4.138,41	1.679.850	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/10/2024	9.241.908	USD	4.082,36	1.013.355	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	9.051.941	USD	4.121,81	639.464	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	20/12/2024	17.000.000	USD	4.191,50	473.507	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	5.500.000	USD	4.138,41	380.255	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	16.300.000	USD	4.236,50	351.391	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	17.000.000	USD	4.228,50	237.076	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	233.702	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	233.702	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	233.374	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	233.374	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	212.292	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	212.292	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	207.770	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	207.770	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	190.890	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	190.890	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	182.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	176.520	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	176.520	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	115.915	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	84.428	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	315.308	USD	3.931,46	81.532	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000.000	COP	IBR 3M	-	14.949.925
Total valoración								<b>\$ 22.939.519</b>	<b>\$ 14.949.925</b>

Al 31 de diciembre de 2023 se tenían constituidos los siguientes derivados de cobertura de flujo de caja y Swap de interés con valoración activa:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Noción al Activo	Moneda	Tasa Fijada	Al 31 de diciembre de 2023	
								Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/4/2024	10.000.000	USD	4.030,00	\$ 1.118.558	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/1/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/5/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0,75%	-	30.057.440
<b>Total valoración</b>								<b>\$ 2.294.698</b>	<b>\$ 30.057.440</b>

(2) Al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Fideicomisos OXI Huila Fiuprevisora	\$ 7.928.808	\$ -
Fideicomisos Embalse Tominé	3.836.258	5.301.917
Fideicomisos OXI Quimbo Fiuprevisora	1.943.164	-
Fideicomisos Embalse Muña	1.913.756	1.476.032
Fideicomisos OXI FiduPopular Maicao	1.861.006	-
Fideicomisos Proyecto Zomac	545.887	524.100
Fideicomisos OXI Fiuprevisora	339.280	225.459
Fideicomiso Corficolombiana_Silvania	246.326	-
Fideicomiso Fidupopular Paratebueno	196.215	-
<b>Total</b>	<b>\$ 18.810.700</b>	<b>\$ 7.527.508</b>

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

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

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

(3) Al 31 de diciembre del 2023 el grupo tenía \$3.713.944 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el año 2024 hubo reintegro sobre 1 proceso del Banco de Occidente S.A., por valor de \$(1.919.000) y se realizaron pagos por \$1.355.110 que origina un saldo al 30 de septiembre 2024 de \$3.150.054, para un total de 48 procesos.

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

Entidad	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ 17.923.616	\$ 17.256.671
Banco de Occidente S.A.	2.371.000	2.371.000
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	2.122.937	2.119.321
Banco de Bogotá S. A.	1.283.956	1.283.567
Bancolombia S. A.	1.155.882	1.120.300
GNB Sudameris S.A.	641.816	-
Scotiabank Colpatria S. A.	614.103	607.750
Banco Agrario de Colombia S. A.	13.884	13.884
Banco AV Villas S. A.	12.499	12.499
Banco Caja Social S. A.	4.336	4.336
Banco Santander Colombia S. A.	3.406	3.406
Banco Davivienda S. A.	1.978	1.978
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
Citibank Colombia S.A.	410	-
	<b>\$ 26.150.625</b>	<b>\$ 24.795.514</b>

### Reintegro del Juzgado

Entidad	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ (16.946.332)	\$ (16.946.332)
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(2.000.000)	(2.000.000)
Banco de Occidente	(1.919.000)	-
Bancolombia S. A.	(1.000.000)	(1.000.000)
Banco de Bogotá S. A.	(786.531)	(786.531)
Scotiabank Colpatria S. A.	(348.708)	(348.707)
Subtotal reintegro	<b>\$ (23.000.571)</b>	<b>\$ (21.081.570)</b>
<b>Neto Total</b>	<b>\$ 3.150.054</b>	<b>\$ 3.713.944</b>

- (4) A 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, en Enel Colombia S.A. E.S.P. \$2.625.929 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 30 de septiembre de 2024, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$361.964.054 que corresponden a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$44.901.642 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 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 30 de septiembre de 2024 es de US \$40.841.676.

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 30 de septiembre 2024, se confirma que el proceso arbitral iniciado por P.H. Chucás S.A. 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.

- Al 30 de septiembre de 2024 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos en Guatemala (Cobasol S.A., Kristal S.A. y Jobo S.A.) por valor de un valor de \$4.910.872.

- (5) La disminución corresponde a la liquidación de las operaciones comerciales de venta y compra financiera de energía, celebradas en el mercado Derivex a través del comisionista. Incluye 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 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 151.243	\$ 192.338
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			8.883	8.831
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				<b>\$ 160.126</b>	<b>\$ 201.169</b>

## 6. Otros activos no financieros

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 103.299.157	\$ 2.123.748	\$ 81.189.222	\$ 1.949.246
Gastos pagados por anticipado (2)	20.063.710	-	2.023.852	-
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	13.691.280	79.571.637	23.591.558	66.322.640
Beneficios a empleados por préstamos (4)	3.424.353	35.581.934	2.321.565	35.040.620
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	181.517.212	-	180.855.434
Otras cuentas por cobrar	-	551.531	-	534.400
	<b>\$ 140.478.500</b>	<b>\$ 299.346.062</b>	<b>\$ 109.126.197</b>	<b>\$ 284.702.340</b>

- (1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. los anticipos corresponden a: recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$49.706.860 (\$34.455.997 en 2023), Banco Comercial Av Villas S.A. por \$4.537.037 (\$3.705.714 en 2023), Savino del Bene Colombia S.A.S. por \$2.096.978 (\$2.236.827 en 2023) y anticipo a otros proveedores por \$5.850.748 (\$21.150.900 en 2023).

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$467.958 está conformado por prepago de \$379.419 en garantías a corto plazo de Transacciones Internacionales de Energía (TIES) a la Compañía XM S.A. E.S.P. y \$88.539 corresponden a los anticipos realizados a operadores de red en transporte de energía.

### Centroamérica

**Guatemala:** Corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (Ventas mercado spot) por \$25.994.263, Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$5.101.157, Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$5.101.157, Soiltec S.A. por \$678.378 y otros proveedores por \$605.407.

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

### **Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**

(En miles de pesos colombianos)

30 de septiembre de 2024

**Panamá:** En Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$3.028.351 y a otros proveedores por \$124.926 en el corriente; y a anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por \$2.123.748 en el no corriente.

**Costa Rica:** Corresponde a Municipalidad de Alajuela por \$5.937 en anticipos de facturación por bienes inmuebles.

- (2) Al 30 de septiembre de 2024, corresponde a pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual, todo riesgo y ambiental por \$8.526.588; seguros y medicina prepagada por \$7.966.831 en la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$79.259 corresponde a póliza de seguro con Liberty Seguros S.A. sobre contrato de compra de energía con ISAGEN S.A. E.S.P.

#### **Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil por \$2.278.521.

**Costa Rica y Guatemala:** Corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$1.212.511.

- (3) El saldo al 30 de septiembre de 2024 corresponde a las autorretenciones de ICA por \$173.444 de la sociedad Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

#### **Centroamérica**

**Guatemala:** Al 30 de septiembre de 2024, 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 \$89.866.391.

**Costa Rica:** Al 30 de septiembre de 2024, corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA, por total de \$2.322.883.

**Panamá:** Al 30 de septiembre de 2024, corresponde a otros impuestos por \$900.199.

- (4) Los saldos corresponden a las sociedades de Colombia, por el reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, se descuentan los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre del 2024 y 30 de diciembre de 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$181.517.212 y \$180.855.344, respectivamente. El incremento obedece principalmente al aumento de los pagos de IVA de los proyectos de inversión. El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, creó la oportunidad de que las empresas accedan a un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización.

Para tomar este descuento en renta, la Enel Colombia S.A. E.S.P. cumplió con tres requisitos: (i) que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.559.460.316	\$ 111.120.657	\$ 2.765.904.422	\$ 114.555.501
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	81.915.857	64.003.969	74.319.791	65.243.010
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>2.641.376.173</b>	<b>175.124.626</b>	<b>2.840.224.213</b>	<b>179.798.511</b>
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(262.065.391)	(111.120.657)	(221.872.372)	(112.597.117)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(9.400.073)	(11.323.762)	(8.092.644)	(9.946.716)
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$ 2.369.910.709</b>	<b>\$ 52.680.207</b>	<b>\$ 2.610.259.197</b>	<b>\$ 57.254.678</b>

(1) Al 30 de septiembre de 2024 las cuentas por cobrar comerciales corresponden a:

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

Cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.732.857.838, que corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.128.713.159, trabajos a particulares por \$193.056.646, cartera de alumbrado público por \$106.125.112, cartera de esquemas regulatorios por \$95.146.483 y cartera de infraestructura por \$12.347.451.

Estas cuentas por cobrar presentan una disminución respecto a diciembre 2023 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$(191.528.178), cartera de esquemas regulatorios por \$(17.548.188) lo cual se presenta por el cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía y la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar; y los trabajos a particulares por \$(13.944.920); adicionalmente, incrementos en la cartera de alumbrado público por \$50.737.452 y en la cartera de infraestructura por \$4.409.899.

Cuentas por cobrar del negocio de generación por \$581.828.628, que corresponden principalmente a clientes del mercado mayorista, cartera estimada por \$245.172.929 y facturada por \$39.589.763, cartera estimada del mercado no regulado por \$240.271.338 y facturada por \$39.284.036, gas por \$6.620.843, cenizas por \$30.741, y otros por \$10.858.978.

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

- Cartera del mercado mayorista por \$(87.682.689) generado principalmente por cambio de contratos y por la variación negativa de precio de \$(3)/GWh; precio ponderado de septiembre de 2024 por \$292/GWh versus diciembre 2023 por \$295/GWh; adicionalmente, incremento en el estimado del mercado mayorista por \$12.546.155.
- Estimado de bolsa por \$(6.927.350), posición compradora en septiembre de 2024 comparado con diciembre 2023.
- Cartera y estimado del mercado no regulado presentó incremento de \$21.600.601 y \$13.101.563, respectivamente; producto de cambio de contratos, así como a un incremento en la energía contratada en 21 GWh, 404 GWh en septiembre de 2024 versus 384 GWh de diciembre de 2023; e incremento en tarifa de \$4/GWh, tarifa ponderada de septiembre 2024 por \$390/GWh versus tarifa ponderada diciembre de 2023 por \$385/GWh.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- Incremento de estimados gas y cenizas por \$1.985.756.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$146.834.132 y \$361.396.771, respectivamente. Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT - Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

Las cuentas por cobrar no corrientes corresponden principalmente a los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el otro sí No. 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 acordó 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 \$10.517.380 siendo los clientes más representativos: Inversiones en recreación y Deporte S.A. por \$684.188, Caja Colombiana De Subsidio Familiar Colsubsidio por \$507.373, Crepes y Waffles S.A. por \$449.782 y energía facturada por \$728.463.

**Centroamérica:**

Al 30 de septiembre de 2024 la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a clientes por ventas de energía por \$111.934.283 y facturas por emitir por \$121.593.724.

Por país los saldos ascienden a:

**Panamá:** Energía facturada por \$84.075.782, principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (Edemet) por \$42.843.266, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) por \$6.697.132 y Elektra Noreste S.A. (Ensa) por \$7.400.717; adicionalmente, una cartera estimada por \$81.048.019.

**Guatemala:** Energía facturada por \$15.578.327, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Comercializadora y productora de Bebidas Los Volcanes S.A. por \$2.143.485, Embotelladora Central S.A. por \$4.421.356, Alimentos Ideal S.A. por \$1.802.895, Alimentos, Bebidas Atlántida S.A. por \$2.967.083 e Industria La Popular S.A. por \$1.413.415; adicionalmente, una cartera estimada por \$28.835.780.

**Costa Rica:** Energía facturada por \$12.280.174 y cartera estimada por \$11.709.925 con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados, tienen un valor presente de \$13.024.284 y \$8.579.036 respectivamente, 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%, Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2024 los otros deudores están conformados por la cuenta por cobrar a Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A. por \$7.902.180, Ministerio de Hacienda y Crédito por \$6.934.861, Prodiel Colombia S.A.S. por \$3.289.790, Electrónica Santerno S.p.A. por \$3.277.854, Acuerdo De Unión Temporal S.A.S. \$2.202.939, Montajes de Ingeniera S.A.S. por \$2.071.164 y otros por \$42.170.370.

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 corresponde a la cartera de empleados por \$45.531.365 y \$48.853.341, respectivamente; a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$12.114.803 y \$10.525.662 con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, amortizándolos durante la vida del préstamo; y a la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

**Centroamérica:**

Al 30 de septiembre de 2024 las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$261.442, las cuales corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor de \$3.614.188, las cuales corresponden principalmente a Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.458.133, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña para garantizar la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por la entidad a el Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

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

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

**Colombia**

Concepto	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
<b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 217.212.450	\$ 185.299.083
Modelo Simplificado Individual (b)	154.710.546	148.124.646
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>371.922.996</b>	<b>333.423.729</b>
<b>Provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>		
Modelo General Colectivo	20.723.835	18.039.360
<b>Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>	<b>20.723.835</b>	<b>18.039.360</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 392.646.831</b>	<b>\$ 351.463.089</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

**(a) Modelo simplificado colectivo:**

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días. El incremento obedece a un aumento significativo producto de mayor facturación realizada al 30 de septiembre de 2024.

**(b) Modelo simplificado individual:**

La provisión de cartera de modelo individual corresponde a:

- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$109.974.893, presenta un incremento generado por la provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$2.923.159.
- Provisión de cartera de otros negocios por \$16.446.746 principalmente, Ili Concesión Salinas \$5.741.857; Municipio de Sopo \$4.035.150; Santa Ana Clay S.A. \$2.417.893; Municipio del Colegio \$1.514.457; Municipio Puerto Salgar Acueducto \$736.816; Municipio de Agua de Dios \$703.091 y Alcandía Municipal Puerto Salgar \$564.596.

**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 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
<b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>		
Modelo Simplificado Individual	\$ 1.263.052	\$ 1.045.760
<b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>	<b>\$ 1.263.052</b>	<b>\$ 1.045.760</b>

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

Al 30 de septiembre de 2024 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

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

A continuación, se detalla la dotación y el uso al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Cartera Comercial	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo inicial	\$ 352.508.849	\$ 308.385.547
Dotaciones	54.708.329	52.272.854
Usos	(13.307.295)	(8.149.552)
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 393.909.883</b>	<b>\$ 352.508.849</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Garantías otorgadas por los deudores:**

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

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 el Grupo respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

**8. Saldos y transacciones con partes relacionadas**

**Cuentas por cobrar a entidades relacionadas**

Nombre Empresa Relacionada	Tipo de Vinculada	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 2.798.015	\$ 2.525.878
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	2.367.677	1.547.086
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.353.139	2.208.197
Enel Gríds S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.410.453	1.139.051
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.290.371	1.322.600
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off shore	1.166.342	774.425
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	844.294	82.097
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicio de mant.	147.259	134.754
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	33.521	-
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	765.536	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	600.305	78.805
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de Mant.	185.754	169.980
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	11.083	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Suministro de equipos	-	518.140
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	598.278	1.259.586
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (**)	Servicios de personal	596.613	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	410.847	377.089
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	10.070	149.532
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off shore	384.491	777.503
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (1)	-	4.087
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	298.938	514.066
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	280.146	280.146
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y Mantenimiento de la plataforma comercial	244.253	-
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.687	137.785
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA	128.549	11.864
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	13.155	-
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros Servicios	128.549	11.864
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora	13.177	-
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.063	108.062
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros Servicios	74.947	27.077
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	-	672.270
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.934	62.933
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	2.332	297.122
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	-	672.270
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.934	62.933
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	2.332	297.122
Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Control tower Perú (2)	-	245.179
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (1) (2)	-	98.596
				<b>\$ 17.831.487</b>	<b>\$ 15.835.483</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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$265.113 para el año 2024, en el año 2023 se presentó un deterioro por \$48.656.

- (1) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2024 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia y Costa Rica facturados durante 2023.
- (2) El pasado 9 de mayo y 12 de junio de 2024 quedaron en firme la compraventa de las sociedades Enel Generación Perú S.A.A. y Enel Distribución Perú S.A.A. respectivamente; a partir de estos periodos estas compañías presentan un cambio de control dejando de ser parte del grupo Enel.

**Cuentas por pagar a entidades relacionadas**

Nombre Empresa Relacionada	Tipo de Vinculada	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos (1)	\$ 683.869.713	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	507.018.813	-	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	5.402	-	239	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	61.630.994	-	38.747.757	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC	10.487.426	-	8.632.566	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	2.495.361	-	3.618.226	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	265.679	-	509.151	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Finance Internacional S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (3)	60.135.724	208.735.292	73.387.275	196.148.881
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	37.411.014	-	44.101.114	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	621.287	-	1.350.130	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto	-	3.876.987	-	834.068
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	32.949.199	-	21.889.091	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	9.792.307	-	6.359.600	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	1.186.115	-	16.601.707	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	404.951	-	1.661.925	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	401.909	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Reembolso de gast	-	-	716.719	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	6.001.011	-	12.545.675	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	4.744.739	-	2.344.496	-
Kino Facilities Manager S.A. DE CV	México	Otra (*)	Servicios de ingeniería y construcción	4.376.592	-	-	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Asociada	Aportes a capital (4)	3.408.160	-	-	2.905.606
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	2.721.174	-	5.774.461	-
Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Energía	2.498.522	-	16.549.979	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	2.285.198	-	1.864.021	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	-	124.113	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	2.188.286	-	1.992.281	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	295.086	-	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	229.178	-	426.784	-
Energía y Servicios South América	Chile	Otra (*)	Otros servicios	79.120	-	-	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	28.774	-	17.417	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	126.965	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	11.000	-	9.994	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar	-	28.920.493	-	26.544.187
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores	-	11.970.379	-	11.475.464
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores	-	8.847.570	-	8.481.110
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	-	-	3.479.969	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	-	2.412.623	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	1.180.000	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	-	-	101.210	-
				<b>\$ 1.437.267.387</b>	<b>\$ 262.350.721</b>	<b>\$ 266.929.547</b>	<b>\$ 246.389.316</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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- (1) Corresponde a la distribución de utilidades, aprobada por la Asamblea General de Accionistas el 21 de marzo de 2024, a Enel Américas S.A. y al Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. con cargo a la utilidad neta de 2023 por un total de \$1.804.376.816, en julio de 2024 se realizó el pago del 34% de las utilidades a los accionistas mayoritarios por \$352.296.519 y \$261.191.510, respectivamente.
- (2) El incremento obedece principalmente al efecto neto de pago de facturas por servicios año 2023, provisiones de los servicios informáticos de enero a septiembre de 2024 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- (3) Corresponde a préstamo para financiar la construcción de plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031. La disminución corresponde al abono de capital durante el primer semestre de 2024.
- (4) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S., según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad. El 21 de agosto de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de esta sociedad. Al 30 de septiembre el incremento corresponde al cálculo del VPN sobre los costos de capital.

**Efectos en resultados con entidades relacionadas**

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de septiembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2023
Usme ZE S.A.S	Otros servicios (1)	\$ 2.141.818	\$ -
Usme ZE S.A.S	Ingresos financieros	11.083	-
Fontibón ZE S.A.S	Otros servicios (1)	1.829.093	-
Fontibón ZE S.A.S	Ingresos financieros	33.521	-
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	785.322	537.861
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	515.198	3.138.959
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	773.274	854.208
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	89.385	-
Enel S.P.A.	Expatriados	606.198	982.028
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	274.224	988.065
Enel X Chile S.P.A.	Servicios de Personal B2B	596.613	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	444.477	410.373
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicio administrativo	-	176.920
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	369.784	734.589
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	311.182	296.528
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	55.675	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	304.894	559.327
Enel Green Power S.p.A. Glo	Expatriados	84.418	137.373
Enel Green Power S.p.A. Glo	Comisión de gestión y otros servicios	-	497.793
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	299.973	-
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio Plataforma Comercial	236.209	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	24.562	-
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	202.939	3.536.979
Bogotá ZE S.A.S	Contrato LSA	102.196	-
Bogotá ZE S.A.S	Ingresos financieros	11.055	-
Colombia ZE S.A.S.	Contrato LSA	102.196	-
Colombia ZE S.A.S.	Ingresos financieros	11.073	-
Enel Generación Chile S.A.	Expatriados	126.965	-
Enel Chile S.A.	Expatriados	101.210	45.122
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	84.944	114.532
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	1.313	103.465
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	82.616	2.561
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	44.389	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	75.622	110.196
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	-	138.889
E Distribución Redes digitales	Expatriados	64.903	-
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	57.877	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	38.003	78.024
Enel North América INC	Expatriados	48.727	967.409

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Enel Green Power España S.L. U	Expatriados	28.803	-
Enel Green Power España S.L. U	Diferencia en cambio	2.049	67.359
Enel Services México S.A.	Otros ingresos varios	25.461	94.017
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	7.971	174.382
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	7.920	4.054
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	511.131
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	-	199.268
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	101.303
Energía y Servicios South América SPA	Diferencia en cambio	-	9.202
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	-	1.992
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	1.354
		<b>\$ 11.015.135</b>	<b>\$ 15.575.263</b>

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

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de septiembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2023
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 20.388.932	\$ 13.454.704
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	2.458.322	-
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	1.959.316	1.635.076
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	19.535.829	27.035.091
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	12.888.282	9.100.929
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	1.286.732	-
Enel SPA.	Servicios Informáticos (1)	6.826.131	5.386.130
Enel SPA.	Expatriados	1.689.614	2.106.625
Enel SPA.	Diferencia en cambio	427.004	-
Enel SPA.	Garantía e intereses	311.733	1.198.662
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	5.406.498	4.859.644
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	1.008.864	8.528.194
Enel Green Power S.p.A Glo	Tech Management	515.034	-
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	1.831.139	1.778.411
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	113.958	17.672
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	1.402.419	1.391.853
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	1.070.914	110.571
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	585.020	4.036.424
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	86.754
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	565.884	-
Usme ZE S.A.S.	Actualización VPN	494.914	-
Enel X Way Colombia S.A.S.	Actualización VPN	448.763	-
Fontibón ZE S.A.S	Actualización VPN	366.461	-
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	295.086	271.138
Enel Services México S.A.	Expatriados	240.588	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	-	14.454
Enel Brasil S.A.	Expatriados	188.733	314.717
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	7.895	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	182.070	202.300
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	52.218	10.161
Enel Chile S.A.	Expatriados	131.859	129.340
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.149	1.280
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	-	76.763
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	131.445	130.521
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	814	5.771
Enel Distribución Perú S.A.A.	Expatriados	74.758	-
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	185	5.580
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	52.286	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	29.307	103.280
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	28.831	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	9.601	580
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	21.052	104.865
Enel Américas S.A.	Expatriados	4.087	-
Enel South America S.R.L.	Diferencia en cambio	3.982	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	2.932	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	2.886	-
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	1.007	-
Enel Energía, S.A. de C.V.	Compra de energía (2)	-	38.930.143
Enel Green Power Romania S.R.L.	Expatriados	-	472.399
		<b>\$ 83.044.534</b>	<b>\$ 121.500.032</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- (1) El aumento corresponde principalmente a los nuevos servicios informáticos, como resultado del replanteamiento de la operación local, donde los soportes técnicos se centralizan en contratos globales, adicionalmente la crisis económica europea generó un gran impacto en los precios de licenciamiento: Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- (2) En el año 2023, se realizaron compras de energía por Enel Guatemala S.A., por \$38.930.143 para cumplimiento de contratos; en el 2024 no se han realizado compras por este concepto.

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

**Junta Directiva**

En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión extraordinaria del 21 de marzo de 2024 es de USD\$2.000(\*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva. (\*) Cifras en dólares completos.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 110 celebrada el 21 de marzo de 2024, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

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

(\*) Miembro activo hasta el 30 de abril de 2024; al 30 de septiembre de 2024 se encuentra en proceso nombramiento de suplente.

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:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Tercero	Al 30 de septiembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2023
Juan Ricardo Ortega López	\$ 112.599	\$ 80.476
Astrid Martínez Ortiz	112.060	80.476
José Antonio Vargas Lleras	105.780	111.411
Jorge Andrés Tabares Ángel	105.780	80.476
Carolina Soto Losada	105.562	71.252
Francesco Bertoli	85.852	-
Andrés Caldas Rico	26.747	40.137
Luciano Tommasi	26.747	18.563
Lucio Rubio Díaz	-	61.913
Diana Marcela Jiménez Rodríguez	-	9.405
Felipe Pacho Castro	-	9.224
	<b>\$ 681.127</b>	<b>\$ 563.333</b>

**Personal clave de la Gerencia**

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

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

Las remuneraciones devengadas por el personal de Enel Colombia S.A E.S.P., al 30 de septiembre de 2024 y 2023 ascienden a:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2023
Remuneraciones	\$ 3.423.339	\$ 5.459.880
Bonos de retiro	842.948	-
Beneficios a corto plazo	188.857	535.791
Beneficios a largo plazo	-	574.100
	<b>\$ 4.455.144</b>	<b>\$ 6.569.771</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 30 de septiembre de 2024, el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**9. Inventarios, neto**

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 350.528.278	\$ 330.566.597
Carbón (2)	46.821.249	93.094.667
Transformadores (3)	44.493.972	56.681.028
Bonos de carbono CO2 (4)	23.507.127	23.573.288
Materiales no eléctricos (1)	9.086.860	6.049.392
Otros inventarios	2.514.864	3.137.279
Fuel oil (5)	1.091.717	1.975.748
Inventario en tránsito	-	19.906.311
<b>Total inventarios</b>	<b>\$ 478.044.067</b>	<b>\$ 534.984.310</b>

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Repuestos y materiales (a)	\$ 364.736.390	\$ 345.339.255
Provisión de materiales (b)	(5.121.252)	(8.723.266)
<b>Total otros inventarios</b>	<b>\$ 359.615.138</b>	<b>\$ 336.615.989</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 para el año 2024. El aumento obedece principalmente por compra de materiales para celdas de subestaciones, interruptores, equipos de potencia, y para líneas y redes, elementos como postes, conductores, protecciones, reconectores y equipos de telecontrol; estos elementos se requieren de acuerdo con la demanda del negocio.

**Centroamérica:**

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

Inventarios Centroamérica		
País	Valor	
Guatemala	\$ 23.904.003	
Panamá	15.957.813	
Costa Rica	1.638.110	
<b>Total inventarios Centroamérica</b>	<b>\$ 41.499.926</b>	

(b) Al 30 de septiembre de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2024 por \$3.777.104, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.

**Centroamérica:**

Al 30 de septiembre de 2024, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$2.130.909.

2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): al 30 de septiembre de 2024 y con respecto al diciembre de 2023, el inventario de carbón disminuyó debido al mayor despacho/consumo, principalmente por el desarrollo del Fenómeno Niño en el país y, posteriormente, a las generaciones de seguridad que requiere el área eléctrica de influencia de la Central, asociada a la remodelación de dichas redes. Adicionalmente se han presentado despachos/consumo por mérito de precio debido a que la Bolsa de Energía ha

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

registrado altos precios como consecuencia de los bajos aportes hidrológicos y niveles de embalses que se presentan durante 2024.

- (3) Al 30 de septiembre de 2024 los transformadores corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P. y está conformado por elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2024.
- (4) El saldo al 30 de septiembre de 2024 corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$78.330.801 y su valor en libros descontando los bonos vendidos desde su emisión es \$23.507.127, así:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 18.755.788
Marzo 2021	1.396.818	19.415.770
Febrero 2022	1.167.444	16.485.062
Septiembre 2023	1.133.764	23.674.181
<b>Total bonos emitidos</b>	<b>6.389.654</b>	<b>\$ 78.330.801</b>
<b>Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2023</b>		<b>(54.757.513)</b>
<b>Total bonos vendidos al 30 de septiembre de 2024</b>		<b>(66.161)</b>
<b>Total reconocimiento bonos de carbono</b>		<b>\$ 23.507.127</b>

- (5) Al 30 de septiembre de 2024, para Enel Colombia S.A. E.S.P. el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la Central de Termozipa.

**10. Activos mantenidos para la venta**

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Proyecto Windpeshi (1)	\$ 424.247.550	\$ 424.247.550
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
	<b>\$ 424.508.688</b>	<b>\$ 424.508.688</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 este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta que está adelantando para este proyecto, a finales de junio 2024 se recibió una oferta para la compra del proyecto, que actualmente se encuentra en revisión por parte de las diferentes áreas del Grupo y el oferente está realizando peritaje a las turbinas y equipos del proyecto.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**11. Activos por impuesto de renta**

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	<u>Al 30 de septiembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 70.329.938	\$ 98.762.893
Autorretención especial (2)	1.947.154	1.279.392
Saldos a favor renta (3)	1.506.817	69.738
Autorretenciones de retención en la fuente (4)	606.146	3.422.371
Descuentos tributarios y retención en la fuente (5)	225.173	107.396
Anticipo de renta año (6)	-	2.420.336
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 74.615.228</b>	<b>\$ 106.062.126</b>

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

- Compañías Centroamericanas

	<u>Al 30 de septiembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Total sociedades Panamá (1)	\$ 64.951.220	\$ 92.482.584
Total sociedades Costa Rica (1)	5.378.718	6.280.309
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 70.329.938</b>	<b>\$ 98.762.893</b>

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

	<u>Al 30 de septiembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Autorretención especial (2)	\$ 1.947.154	\$ 1.264.322
Saldo a favor Renta (3)	1.322.277	13.900
Retenciones practicadas (5)	225.173	90.271
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 3.494.604</b>	<b>\$ 1.368.493</b>

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

	<u>Al 30 de septiembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Autorretenciones a favor 2019 (4)	\$ 606.146	\$ 1.002.035
Saldo a favor de renta (3) (*)	96.507	-
Autorretenciones a favor 2020 (4)	-	2.420.336
Menor valor de anticipo 2020 (6)	-	2.420.336
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 702.653</b>	<b>\$ 5.842.707</b>

(\*) El saldo a favor por impuesto de renta está principalmente dado por el valor pagado adicional al impuesto de renta del año gravable 2023 por concepto de anticipo del impuesto de renta correspondiente al año fiscal siguiente, que en este caso corresponde al año gravable 2024, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta en el año 2025.

- Atlántico Photovoltaic S.A.S.

	<u>Al 30 de septiembre de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Saldos a favor renta (3)	\$ 77.219	\$ 45.024
Retención en la fuente (5)	-	17.125
Autorretención especial (2)	-	15.070
<b>Total activos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 77.219</b>	<b>\$ 77.219</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos a favor renta (3)	\$ 10.814	\$ 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 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Usme ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	739.653.977	20,00%	\$ 17.249.634	\$ 19.868.101
Fontibón ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	434.359.750	20,00%	13.975.874	15.834.410
Crédito Fácil Codensa S.A. (2)	Inversión	Asociada	15.678	48,99%	9.807.011	10.054.171
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada	6.014	40,00%	6.094.358	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (4)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	3.748.477	3.180.589
Colombia ZE S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	5.186.737	20,00%	89.618	203.101
Bogotá ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	503.609.700	20,00%	77.994	86.205
					<b>\$ 51.042.966</b>	<b>\$ 54.740.718</b>

(\*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 30 de septiembre de 2024 y a 31 de diciembre de 2023 no presentan cambios.

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

la que el Grupo tiene influencia significativa. El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P.

- (4) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20,00% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (5) Colombia ZE S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, la cual fue constituida el 17 de abril de 2018 y tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo a que la participación es del 20,00% y en la que el Grupo tiene influencia significativa.

**Información correspondiente a las asociadas:**

La información financiera al 30 de septiembre de 2024 de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
Usme ZE S.A.S.	\$ 443.652.549	\$ 357.404.380	\$ 86.248.169	\$ 443.652.549	\$ (13.092.338)
Fontibón ZE S.A.S.	359.737.743	289.858.375	69.879.368	359.737.743	(9.510.877)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.193.249	176.408	20.016.841	20.193.249	(504.466)
Enel X Way Colombia S.A.S.	15.319.000	83.105	15.235.895	15.319.000	1.314.622
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	30.563.784	11.821.401	18.742.383	30.563.784	2.839.440
Colombia ZE S.A.S.	449.205	1.115	448.090	449.205	(233.120)
Bogotá ZE S.A.S.	390.805	835	389.970	390.805	1.902.075

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 para el estado de situación financiera y al 30 de septiembre de 2023 para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del período
Usme ZE S.A.S.	\$ 451.404.161	\$ 352.063.657	\$ 99.340.504	\$ 451.404.161	\$ 18.230.747
Fontibón ZE S.A.S.	403.564.462	324.392.413	79.172.049	403.564.462	24.928.875
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.545.153	26.436	20.518.717	20.545.153	(8.659.099)
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	47.154	13.786.270	13.833.424	(201.101)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	2.601.950
Colombia ZE S.A.S.	180.209.041	179.193.534	1.015.507	180.209.041	54.439
Bogotá ZE S.A.S.	179.022.882	178.591.857	431.025	179.022.882	(442.839)

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:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

<b>Efecto en resultado método de participación patrimonial</b>	<b>Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023</b>
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 567.888	\$ 520.390
Enel X Way Colombia S.A.S.	525.849	(80.440)
Bogotá ZE S.A.S.	380.415	(88.568)
Colombia ZE S.A.S.	(46.624)	10.204.682
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(247.157)	(4.242.959)
Usme ZE S.A.S.	(2.618.468)	3.646.149
Fontibón ZE S.A.S.	(1.902.175)	4.985.775
<b>Total</b>	<b>\$ (3.340.272)</b>	<b>\$ 14.945.029</b>

<b>Efecto en resultado método de participación patrimonial</b>	<b>Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023</b>
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 437.452	\$ (568.951)
Usme ZE S.A.S.	432.064	991.981
Enel X Way Colombia S.A.S.	17.528	(36.376)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	-	(3.803.257)
Colombia ZE S.A.S.	(11.044)	(353)
Bogotá ZE S.A.S.	(16.310)	(156.612)
Fontibón ZE S.A.S.	(863.366)	655.533
<b>Total</b>	<b>\$ (3.676)</b>	<b>\$ (2.918.035)</b>

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

<b>Activos Intangibles</b>	<b>Al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 402.710.208	\$ 392.397.558
Programas informáticos (2)	310.845.693	333.592.873
Otros activos intangibles identificables	277.616.428	389.676.773
<i>Construcciones y avances de obras</i>	228.546.730	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	49.069.698	50.629.900
Concesiones (3)	264.335.935	261.193.328
Derechos y servidumbres (4)	93.523.201	90.083.310
Costos de desarrollo	25.000.672	27.568.973
Licencias	3.747.509	4.748.760
<b>Activos intangibles, neto</b>	<b>\$ 1.377.779.646</b>	<b>\$ 1.499.261.575</b>
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	466.960.285	428.591.631
Programas informáticos	955.086.666	851.054.483
Otros activos intangibles identificables	333.059.877	435.277.222
<i>Construcciones y avances de obras</i>	228.546.730	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	104.513.147	96.230.349
Concesiones	1.395.338.990	1.280.688.387
Derechos y servidumbres	170.389.178	163.303.223
Costos de desarrollo	60.446.128	62.528.219
Licencias	94.215.464	93.243.845
<b>Activos Intangibles, bruto</b>	<b>\$ 3.475.496.588</b>	<b>\$ 3.314.687.010</b>
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(64.250.077)	(36.194.073)
Programas informáticos	(644.240.973)	(517.461.610)
Otros Activos intangibles identificables	(55.443.449)	(45.600.449)
Concesiones	(1.131.003.055)	(1.019.495.059)
Derechos y servidumbres	(76.865.977)	(73.219.913)
Costos de desarrollo	(35.445.456)	(34.959.246)
Licencias	(90.467.955)	(88.495.085)
<b>Amortización acumulada de activos intangibles</b>	<b>\$ (2.097.716.942)</b>	<b>\$ (1.815.425.435)</b>

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

30 de septiembre de 2024

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

En la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde al PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW. El aumento en septiembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.164,21 septiembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

- (2) La disminución corresponde a software asociados con los proyectos: sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (CRM, IC Talend, Loxal S&S, Enel Flex) \$(8.404.133), proyectos relacionados ICT Colombia \$(6.202.371); proyectos de infraestructura global \$(6.076.658), proyectos relacionados a ERP SAP \$(1.872.142) licencias y otros programas \$(191.876).

- (3) Las concesiones corresponden a:

- **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031 por un valor de US \$61.957.819. Por otra parte, la sala primera de la corte suprema emitió resolución, al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) lo cual afecta el activo en concesión. El aumento en septiembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.164,21 septiembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

	<u>Costa Rica</u>
Costo	\$ 1.207.949.540
Amortización	(1.050.732.132)
Neto Concesiones	<u>\$ 157.217.408</u>

- **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A., tiene un contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300 MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. El incremento en septiembre de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.164,21 septiembre 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

	<u>Panamá</u>
Costo	\$ 187.389.450
Amortización	(80.270.923)
Neto Concesiones	<u>\$ 107.118.527</u>

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

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de proyecto El Quimbo,

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

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

	Costos de desarrollo	Concesiones	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Costos por contratos	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2023	\$ 37.254.821	\$ 658.478.961	\$ 95.405.232	\$ 9.069.656	\$ 301.296.015	\$ 354.838.687	\$ 531.761.657	\$ 65.875.035	\$ 2.053.980.064
Adiciones	-	-	-	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>
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 27.568.973	\$ 261.193.328	\$ 90.083.310	\$ 4.748.760	\$ 333.592.873	\$ 339.046.873	\$ 392.397.558	\$ 50.629.900	\$ 1.499.261.575
Adiciones (a)	-	-	6.967.385	-	607.346	52.701.217	-	-	60.275.948
Trasposos	434.913	-	-	630.828	103.424.837	(104.490.578)	-	-	-
Amortización	(486.210)	(19.354.517)	(3.527.494)	(1.815.229)	(126.779.363)	-	(23.730.053)	(5.828.620)	(181.521.486)
Otros incrementos (decrementos) (b)	(2.517.004)	22.497.124	-	183.150	-	(58.710.782)	34.042.703	4.268.418	(236.391)
<b>Total movimientos en activos intangibles</b>	<b>(2.568.301)</b>	<b>3.142.607</b>	<b>3.439.891</b>	<b>(1.001.251)</b>	<b>(22.747.180)</b>	<b>(110.500.143)</b>	<b>10.312.650</b>	<b>(1.560.202)</b>	<b>(121.481.929)</b>
Saldo final al 30 de septiembre de 2024	\$ 25.000.672	\$ 264.335.935	\$ 93.523.201	\$ 3.747.509	\$ 310.845.693	\$ 228.546.730	\$ 402.710.208	\$ 49.069.698	\$ 1.377.779.646

(a) Al 30 de septiembre de 2024 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024
Asistencias E-home	\$ 8.780.799
Proyectos COM Y evolutivos de negocio	8.010.958
Otros proyectos renovables	6.853.003
Licencias y desarrollos Salesforce	6.386.550
Proyecto Local System Colombia	5.399.835
ICT Mandatory	3.870.918
Proyecto Intell. for Energy	2.571.037
Proyecto Cyber security	2.511.875
Desarrollos y evolutivos menores	2.255.295
Dominios Plataforma GBS	2.119.557
Plataforma Comercial EMPSSI (Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.)	768.406
Licencias ambientales (Guayepo Solar S.A.S.)	394.702
Intangible-Intercompany SAP Global (Costa Rica)	95.627
Proyecto Atlántico	9.690
Otros Proyectos	10.247.696
<b>Total</b>	<b>\$ 60.275.948</b>

(b) El valor de incrementos (decrementos) a septiembre de 2024 por valor de (\$236.391) corresponde a:

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

Principales proyectos	Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024
Otros proyectos renovables	\$ (2.520.182)
Proyecto Sahagun y Chinu	(5.655.449)
Proyecto Guayepo	(5.709.086)
Proyecto Atlántico	(44.495.080)
<b>Total</b>	<b>\$ (58.379.797)</b>

El decremento de los proyectos por (\$58.379.797) obedece principalmente a los gastos incurridos en la fase desarrollo por parte de BD (Business Development) que se encuentran en el activo intangible, y que posteriormente al pasar a la etapa de construcción son trasladados al área de E&C (engineering and construction) en el rubro de propiedad planta y equipo.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Centroamérica:**

Los otros incrementos (decrementos) para las compañías de Centroamérica corresponden a: \$58.143.406 efecto por tasa de cambio del 30 de septiembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2023 y por la tasa de cierre y promedio usada en la conversión de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de diciembre de 2023, los otros decrementos corresponden al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022 y por la tasa de cierre y promedio 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.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 30 de septiembre de 2024, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de septiembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

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

Concepto	2024	2023
Derechos y servidumbres	30	30
Costos de desarrollo	7	6
Licencias	4	3
Programas informáticos	2	3

**Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica**

Concepto	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Concesiones	50	50	42	42	-	-
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 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos (1)	\$ 17.923.447.800	\$ 17.022.048.582
Plantas de generación hidroeléctrica	9.289.929.401	9.208.262.110
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.594.622.810	6.175.546.734
Renovables	1.457.160.445	1.022.457.466
Plantas de generación termoeléctrica	581.735.144	615.782.272
Construcción en curso (2) (*)	2.321.872.815	2.765.986.400
Edificios (3)	1.657.458.262	1.100.451.225
Terrenos (3)	503.252.534	491.508.380
Arrendamientos financieros (4)	294.600.906	265.381.232
Activos por uso NIIF 16	294.600.906	265.381.232
Terrenos	160.219.510	149.631.324
Edificios	108.142.230	103.540.662
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	26.239.166	12.209.246
Instalaciones fijas y otras (3)	115.745.779	113.403.995

Otras Instalaciones	78.582.161	76.400.378
Instalaciones fijas y accesorios	37.163.618	37.003.617
<b>Propiedades, plantas y equipos, neto</b>	<b>\$ 22.816.378.096</b>	<b>\$ 21.758.779.814</b>
<b>Costo</b>		
Plantas y equipos	\$ 29.962.275.684	\$ 28.385.377.328
Plantas de generación hidroeléctrica	14.449.321.556	14.073.116.411
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	12.786.793.378	12.066.662.093
Renovables	1.640.511.462	1.160.808.501
Plantas de generación termoeléctrica	1.085.649.288	1.084.790.323
Construcción en curso	2.321.872.815	2.765.986.400
Edificios	1.871.502.891	1.279.063.769
Terrenos	503.252.534	491.508.380
Arrendamientos financieros	396.320.643	345.216.141
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	395.481.041	344.376.539
Terrenos	188.492.697	175.439.907
Edificios	127.029.313	115.109.965
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	79.959.031	53.826.667
Instalaciones fijas y otras	482.171.757	447.420.544
Otras Instalaciones	360.320.163	336.747.098
Instalaciones fijas y accesorios	121.851.594	110.673.446
<b>Propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>\$ 35.537.396.324</b>	<b>\$ 33.714.572.562</b>
<b>Depreciación</b>		
Plantas y equipos (**)	\$ (12.038.827.884)	\$ (11.363.328.746)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.142.207.320)	(4.849.081.503)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(17.184.835)	(15.772.798)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.192.170.568)	(5.891.115.359)
Renovables	(183.351.017)	(138.351.035)
Plantas de generación termoeléctrica	(503.914.144)	(469.008.051)
Edificios	(214.044.629)	(178.612.544)
Arrendamientos financieros	(101.719.737)	(79.834.909)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(100.880.135)	(78.995.307)
Terrenos	(28.273.187)	(25.808.583)
Edificios	(18.887.083)	(11.569.303)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(53.719.865)	(41.617.421)
Instalaciones fijas y otras	(366.425.978)	(334.016.549)
Otras instalaciones	(281.738.002)	(260.346.720)
Instalaciones fijas y accesorios	(84.687.976)	(73.669.829)
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>\$ (12.721.018.228)</b>	<b>\$ (11.955.792.748)</b>

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

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

### (1) Centroamérica y Colombia

En los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 30 de septiembre de 2024 es el siguiente:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.542.429.756
Guatemala	1.373.121.298
Costa Rica	105.004.358
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 3.020.555.412</b>
Colombia	14.902.892.388
<b>Total plantas y equipos</b>	<b>\$ 17.923.447.800</b>

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 30 de septiembre de 2024, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se presentan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 30 de septiembre de 2024
<b>Colombia</b>	
Líneas, redes y subestaciones	\$ 1.160.447.810
Proyectos de energía renovable:	
Solar Guayepo	703.532.103
Solar La Loma	37.997.026
Solar El Paso	23.048.869
Solar Fundación	8.327.610
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación.	175.573.847
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución.	115.151.957
Iluminación pública	47.718.547
<b>Centroamérica</b>	
Panamá:	
Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos mayores subestaciones, casa de máquinas, obras civiles y proyecto Silicom.	20.916.092
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	6.712.571
Enel Renovable S.R.L.: Proyecto Estrella, proyecto Milton, proyecto Sol Real.	3.688.945
Generadora Solar Austral S.A.: Automatización y sistema de control.	2.750.381
Generadora Solar El Puerto S.A.: Otros	2.542.335
Guatemala:	
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, rodete Francis canales, proyecto de presas sistemas de comunicación e infraestructura.	4.577.299
Tecnología S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto de presa, proyecto línea de transmisión, proyecto de canales.	4.429.971
Generadora de Occidente S.A.: Casa de máquinas, proyecto de tubería, proyecto embalse, proyecto comunicación de generación.	2.180.214
Generadora Montecristo S.A.: Proyecto casa de máquinas, mobiliario y equipo.	182.558
Enel Guatemala S.A.: Back Office Tool	662.359
Costa Rica:	
PH Don Pedro S.A.: Equipo de comunicación y PLC de unidad.	667.856
PH Río Volcán S.A.: PLC de unidad y recuperación del rodete.	538.307
PH Chucás S.A.: Cubierta casa de máquinas, sistema de protección margen izquierdo.	187.306
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	38.852
<b>Total Construcciones en Curso</b>	<b>\$ 2.321.872.815</b>

### (3) Centroamérica y Colombia

El siguiente es el detalle por país al 30 de septiembre de 2024:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 7.151.578
Costa Rica	1.502.505
Guatemala	1.124.002
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 9.778.085</b>
Colombia	493.474.449
<b>Total Terrenos</b>	<b>\$ 503.252.534</b>
Edificaciones	Valor
Panamá (*)	\$ 229.276.239
Guatemala	8.523.237
Costa Rica	89.933
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 237.889.409</b>
Colombia	1.419.568.853
<b>Total Edificaciones</b>	<b>\$ 1.657.458.262</b>

Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 21.203.106
Panamá	14.307.822
Costa Rica	14.806.572
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 50.317.500</b>
Colombia	65.428.279
<b>Total Otras instalaciones</b>	<b>\$ 115.745.779</b>

(\*) El aumento con respecto a diciembre 2023 corresponde principalmente al paso a operación de propiedad, planta y equipo en la compañía Generadora Solar El Puerto S.A.

#### (4) Centroamérica y Colombia

El siguiente es el detalle por país al 30 de septiembre de 2024:

Terrenos	Valor
Guatemala	\$ 18.626.977
Panamá	16.520.342
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 35.147.319</b>
Colombia	125.072.191
<b>Total terrenos</b>	<b>\$ 160.219.510</b>
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 4.505.119
Panamá	3.597.727
Costa Rica	2.144.331
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 10.247.177</b>
Colombia	97.895.053
<b>Total edificaciones</b>	<b>\$ 108.142.230</b>
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 1.261.679
Panamá	337.609
<b>Total Centroamérica</b>	<b>\$ 1.599.288</b>
Colombia	24.639.878
<b>Total otras instalaciones</b>	<b>\$ 26.239.166</b>

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

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos			Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
				Plantas de generación hidroelectrica, termoelectrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros		
Saldo inicial al 01 de enero de 2023	\$3.706.038.784	\$434.629.979	\$570.746.420	\$11.197.855.235	\$5.610.294.437	\$95.274.388	\$287.711.526	\$21.902.550.769
Adiciones	2.735.217.562	965.580	195.521	4.743.202	1.092.071	5.262.124	31.628.209	2.779.104.269
Trasposos	(2.502.104.154)	63.496.375	590.325.550	732.515.642	1.062.569.622	53.196.965	-	-
Retiros	-	(860.050)	(2.803)	(532.960)	(9.077.269)	(19.225)	(9.567.652)	(20.059.959)
Gasto por depreciación	-	-	(25.673.102)	(341.542.768)	(396.030.096)	(31.060.119)	(27.420.918)	(821.727.003)
Otros decrementos	(20.896.991)	(2.171.416)	(31.813.195)	(878.408.155)	(19.513.763)	(7.436.856)	(16.969.933)	(977.210.309)
(Deterioro) recuperación propiedad planta y equipo	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
Movimientos Transmisora de Energía Renovables S.A.	(278.669)	(78.387)	(153.150)	-	(73.788.268)	(1.520.297)	-	(75.818.771)
Movimientos Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
<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	(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>

Adiciones (a)	1.408.621.050	-	1.578.704	2.470.762	3.348.051	2.877.082	54.065.751	1.472.961.400
Trasposos(b)	(1.852.701.204)	16.430.961	571.915.660	515.069.426	728.191.144	21.094.013	-	-
Retiros (c)	-	(4.867)	(74.783)	(888.660)	(3.114.296)	-	(72.400)	(4.155.006)
Gasto por depreciación	-	-	(31.173.151)	(263.314.760)	(307.867.300)	(25.387.794)	(14.464.429)	(642.207.434)
Otros (decrementos) incrementos (d)	(33.431)	(4.681.940)	14.760.607	228.986.374	(1.481.523)	3.758.483	(10.309.248)	230.999.322
<b>Total movimientos</b>	<b>(444.113.585)</b>	<b>11.744.154</b>	<b>557.007.037</b>	<b>482.323.142</b>	<b>419.076.076</b>	<b>2.341.784</b>	<b>29.219.674</b>	<b>1.057.598.282</b>
<b>Saldo final al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>\$2.321.872.815</b>	<b>\$503.252.534</b>	<b>\$1.657.458.262</b>	<b>\$11.328.824.990</b>	<b>\$6.594.622.810</b>	<b>\$115.745.779</b>	<b>\$294.600.906</b>	<b>\$22.816.378.096</b>

(a) Para Enel Colombia S.A E.S.P. al 30 de septiembre de 2024, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública, a continuación, el detalle:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de septiembre de 2024
<b>Colombia</b>		
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	\$ 575.914.510
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	300.211.728
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	277.715.711
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	70.960.955
Arrendamientos financieros	Actualización contratos renting, principalmente contratos de vehículos y terrenos.	53.511.993
CH-Guavio	Recuperación sistemas de iluminación y ventilación, topografía; recuperación ductos, sistema de turbinas, instrumentación presa, recuperación estructuras central, recuperación transformadores y sistemas de refrigeración.	39.002.927
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, servicios de ingeniería y obras; pavimentación vías.	23.818.703
CH- Paraiso	Modernización sistemas biofiltro, recuperación transformadores, turbina y perfil hidráulico, sistemas de automatización y telecontrol.	18.608.490
Solar Fundación, la Loma y el Paso	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	17.889.557
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, mobiliarios, equipos de cómputo y comunicación sedes comerciales y administrativas.	17.500.215
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.	15.523.059
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.	13.630.119
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina.	11.013.171
CH- Dario Valencia	Automatización y telecontrol; recuperación y recubrimiento tubería; reacondicionamiento de rodetes y suministro de repuestos unidades.	8.345.837
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Medidores para instalación a clientes nuevos y que deban realizar el proceso de normalización.	514.476
<b>Centroamérica</b>		
Panamá	Proyectos principalmente compañía Generadora Solar El Puerto S.A., Enel Fortuna S.A. y Generadora Solar Austral S.A.	13.664.046
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto de canales y proyecto de puentes.	6.564.836
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: Proyecto casa de máquinas, proyecto embalse.	2.230.809
Guatemala	Tecnoquat S.A.: Proyecto línea de transmisión, proyecto de presa.	3.617.907
Guatemala	Generadora Montecristo: Proyecto casa de máquinas.	781.413
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: Proyectos GDS.	391.852
Costa Rica	Otras inversiones.	1.549.086
	<b>Total Variación</b>	<b>\$ 1.472.961.400</b>

(b) Al 30 de septiembre de 2024, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
<b>Colombia</b>	
Solar Guayepo	\$ 813.803.375
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública.	455.139.803
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	259.690.985
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación.	92.583.459
Solar El Paso, Fundación y la Loma.	50.509.930
CH-Guavio.	21.954.529
CH- Guaca y Paraíso.	19.240.024
CC-Termostiza.	13.840.917
CH-Quimbo y Betania.	3.496.761
CH-Centrales menores (Río Bogotá).	1.774.233
<b>Centroamérica</b>	
Panamá: Proyecto Baco.	110.626.194
Panamá: Proyecto Madre Vieja.	7.091.650
Guatemala: Proyecto de canales	1.058.210
Guatemala: Otros proyectos.	987.584
Guatemala: Proyecto casa de máquinas.	903.550
<b>Total</b>	<b><u>\$ 1.852.701.204</u></b>

(c) Al 30 de septiembre de 2024 se realizan bajas por \$4.155.006 correspondientes a: transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$3.114.296; baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas por \$888.660, baja de construcciones y edificaciones por \$74.783, baja de arrendamiento financiero de vehículos por \$72.400 y terrenos por \$4.867.

(d) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024, los otros decrementos corresponden principalmente a la actualización del VPN de desmantelamientos y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por \$(30.072.886), renegociación canon contratos de arrendamiento financiero de terrenos por \$(10.282.283) y traslados entre activos por \$(4.565.773).

### Centroamérica

Los otros incrementos y decrementos para las compañías de Centroamérica por \$275.920.264 corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 y por la tasa de cierre y promedio usada en la conversión de los Estados Financieros Intermedios Condensados consolidados a la moneda de presentación.

Al 30 de septiembre de 2024 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) El Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Río Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 30 de septiembre de 2024 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 30 de septiembre de 2024 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

**Promedio de años de vida útil de años estimada**

<b>Clases de propiedad, planta y equipo</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	55
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	26	27
Torres de medición eólica	2	3
Estaciones solares (*)	22	7
Paneles y Misceláneos	27	26
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	34	34
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	20	21
Edificios	46	46
Instalaciones fijas, accesorios y otras	10	9
Activos para uso NIIF 16		
<i>Edificios</i>	35	35
<i>Terrenos</i>	27	27
<i>Vehículos</i>	1	1

(\*) La línea de generación y renovables, para propiedad planta y equipo se incrementa con respecto a diciembre 2023 dado que el mes de septiembre comenzó a depreciar la estación solar de Guayepo 1 que tiene 30 años de vida útil.

**Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica**

<b>Clases de propiedad, planta y equipo</b>	<b>Costa Rica</b>		<b>Panamá</b>		<b>Guatemala</b>	
	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>
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
Activos para uso NIIF 16						
<i>Edificios</i>	10	10	10	10	10	10
<i>Terrenos</i>	-	-	50	50	50	50
<i>Vehículos</i>	3	3	3	3	3	3

## 15. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2023. A continuación, el detalle de esta:

<b>Sociedad</b>	<b>Al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2023</b>
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 103.953.540	\$ 95.412.005
Enel Renovable S.R.L.	13.540.714	8.003.310
Jaguito Solar 10MW, S.A.	-	1.474.937
Progreso Solar 20 MW, S.A. (*)	-	2.949.870
	<b>\$ 117.494.254</b>	<b>\$ 107.840.122</b>

(\*) La plusvalía generada por la compañía Progreso Solar 20 MW, S.A. y Jaguito Solar 10MW, S.A., se traslada a la compañía Enel Renovable S.R.L. de acuerdo con el proceso de fusión realizado en mayo y julio del 2024, respectivamente.

## 16. Impuestos diferidos, neto

### Activos por Impuestos Diferidos

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%. El impuesto diferido al 30 de septiembre de 2024 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Saldo al 30 de septiembre de 2024
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 6.459.120	\$ 6.658.123	\$ 6.022.425	\$ 19.139.668
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 6.459.120</b>	<b>\$ 6.658.123</b>	<b>\$ 6.022.425</b>	<b>\$ 19.139.668</b>

(1) Al 30 de septiembre de 2024, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

	Saldo inicial 1 de enero de 2024	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de septiembre de 2024
<b>Impuesto diferido activo</b>				
Provisiones y otros (a)	\$ 17.814.723	\$ 90.066	\$ 285.963	\$ 18.190.752
Propiedad planta y equipo	341.795	64.206	542.915	948.916
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 18.156.518</b>	<b>\$ 154.272</b>	<b>\$ 828.878</b>	<b>\$ 19.139.668</b>

(a) Al 30 de septiembre de 2024, el detalle de provisiones y otros asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

	Saldo inicial 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de septiembre de 2024
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 11.439.428	\$ 285.963	\$ 11.725.391
Otros	6.375.295	90.066	6.465.361
	<b>\$ 17.814.723</b>	<b>\$ 376.029</b>	<b>\$ 18.190.752</b>

Pasivos por Impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 30 de septiembre de 2024:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de septiembre de 2024
<b>Impuesto diferido activo</b>					
Provisiones y otros (1)	\$ 90.719.956	\$ 89.785.242	\$ -	\$ -	\$ 180.505.198
Obligaciones de aportación definida	84.311.388	(2.241.106)	(13.654)	-	82.056.628
Forward y swap	14.670.913	(325.576)	(24.650.604)	-	(10.305.267)
<b>Total impuesto diferido activo</b>	<b>\$ 189.702.257</b>	<b>\$ 87.218.560</b>	<b>\$ (24.664.258)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 252.256.559</b>
<b>Impuesto diferido pasivo</b>					
Otros	(342.065)	19.733	-	-	(322.332)
Método de participación Centroamérica	(82.084.198)	(8.622.157)	19.584.483	-	(71.121.872)
Centroamérica (2)	(163.048.018)	-	-	(17.735.781)	(180.783.799)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(472.363.068)	(98.936.917)	-	-	(571.299.985)
<b>Total impuesto diferido pasivo</b>	<b>\$ (717.837.349)</b>	<b>\$ (107.539.341)</b>	<b>\$ 19.584.483</b>	<b>\$ (17.735.781)</b>	<b>\$ (823.527.988)</b>
<b>Impuesto diferido activo (pasivo), neto</b>	<b>\$ (528.135.092)</b>	<b>\$ (20.320.781)</b>	<b>\$ (5.079.775)</b>	<b>\$ (17.735.781)</b>	<b>\$ (571.271.429)</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- (i) Al 30 de septiembre de 2024 la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende al impuesto diferido del período.
- (ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.
- (1) Al 30 de septiembre de 2024, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de septiembre de 2024
Otros	\$ 7.419.751	\$ 69.576.568	\$ 76.996.319
Provisión de cuentas incobrables (a)	45.148.290	24.843.907	69.992.197
Provisión obligaciones laborales (b)	19.721.110	(992.510)	18.728.600
Provisiones de trabajos y servicios	13.330.220	(2.894.495)	10.435.725
Provisión por desmantelamiento	4.027.794	324.563	4.352.357
Provisión Compensación Calidad	1.072.791	(1.072.791)	-
	<b>\$ 90.719.956</b>	<b>\$ 89.785.242</b>	<b>\$ 180.505.198</b>

(a) Corresponde al aumento principalmente de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.

(b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición).

(2) **Centroamérica:**

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

Centroamérica	Saldo al 30 de septiembre de 2024
Costa Rica (a)	\$ (31.626.045)
Panamá (b)	(149.157.754)
<b>Total impuesto diferido, neto</b>	<b>\$ (180.783.799)</b>

(a) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Río Volcán S.A.

(b) El impuesto diferido neto, comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales.

(3) El exceso de la depreciación fiscal sobre el valor contable se presenta por:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto El Quimbo tienen un tratamiento especial:

Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a El Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 30 de septiembre de 2024 se presenta a continuación:

	<b>2024 en adelante</b>
Provisiones y pasivos estimados	\$ 419.280.644
Obligaciones de aportación definida	53.858.413
Cartera	(9.009.285)
Otros	119.990.906
Instrumentos financieros	(12.738.989)
Propiedades, planta y equipo	(1.488.647.241)
	<b>\$ (917.265.552)</b>
Tarifa	35%
Impuesto	(321.042.943)
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	<b>\$ (319.365.758)</b>
Base método de participación de Centroamérica	342.785.929
<b>Impuesto pasivo por método de participación</b>	<b>\$ (71.121.872)</b>
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	<b>\$ (180.783.799)</b>
Total impuesto diferido pasivo, neto	<b>\$ (571.271.429)</b>

**17. Otros pasivos financieros**

	Al 30 de septiembre de 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 838.408.674	\$ 127.067.176	\$ 5.652.969.654	\$ 1.220.069.502	\$ 133.753.514	\$ 5.281.476.666
Bonos emitidos (2)	562.988.624	17.591.490	1.165.695.818	691.910.405	29.929.579	1.728.631.355
Obligaciones por leasing (3)	28.076.092	4.938.289	264.745.595	21.522.710	6.578.805	242.274.515
Instrumentos derivados (4)	11.071.757	-	-	76.927.698	-	1.256.036
	<b>\$ 1.440.545.147</b>	<b>\$ 149.596.955</b>	<b>\$ 7.083.411.067</b>	<b>\$ 2.010.430.315</b>	<b>\$ 170.261.898</b>	<b>\$ 7.253.638.572</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de septiembre de 2024 es el siguiente:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Occidente S.A.	11,03%	18/06/2025	\$ 957.215	\$ 250.000.000	\$ 250.957.215	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Bogotá S.A.	10,77%	14/03/2025	650.313	150.000.000	150.650.313	-	-	-	-	-	-
Itaú Colombia S.A.	12,46%	16/08/2025	1.643.478	109.000.000	110.643.478	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	12,16%	15/08/2025	1.079.149	71.000.000	72.079.149	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,30%	15/07/2026	2.676.700	60.000.000	62.676.700	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	11,36%	28/04/2029	4.945.417	50.000.000	54.945.417	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	200.000.000
Itaú Colombia S.A.	11,42%	18/06/2025	197.943	50.000.000	50.197.943	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	14,28%	15/10/2031	35.751.299	-	35.751.299	-	-	-	60.557.850	1.135.965.106	1.196.522.956
Banco de Bogotá S.A.	13,55%	19/02/2031	1.702.800	33.333.333	35.036.133	66.666.666	66.666.666	66.666.666	66.666.666	100.000.000	366.666.664
Banco BBVA Colombia S.A.	10,86%	14/01/2025	794.096	33.333.333	34.127.429	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	14,69%	12/04/2028	21.578.207	-	21.578.207	227.875.000	227.875.000	227.875.000	-	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	12,10%	15/07/2026	756.925	15.000.000	15.756.925	15.000.000	-	-	-	-	15.000.000
Bancolombia S.A.	12,82%	05/04/2028	14.440.213	-	14.440.213	-	-	480.000.000	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	11,13%	30/11/2026	9.965.742	-	9.965.742	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,55%	19/02/2031	425.700	8.333.333	8.759.033	16.666.667	16.666.667	16.666.667	16.666.667	25.000.000	91.666.668
Bancolombia S.A.	12,11%	28/07/2028	8.649.723	-	8.649.723	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	10,99%	14/05/2026	5.440.153	-	5.440.153	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
Banco Davivienda S.A	11,97%	13/03/2029	1.377.814	3.750.000	5.127.814	5.000.000	5.000.000	5.000.000	2.500.000	-	17.500.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	02/11/2026	5.088.226	-	5.088.226	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	12,97%	30/11/2029	3.984.000	-	3.984.000	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,87%	05/04/2026	896.088	2.556.496	3.452.584	1.988.366	-	-	-	-	1.988.366
Banco BBVA Colombia S.A.	11,51%	19/10/2027	2.280.228	-	2.280.228	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Bancolombia S.A.	11,02%	30/11/2027	1.418.667	-	1.418.667	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	12,00%	21/12/2027	957.583	-	957.583	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	11,72%	30/11/2028	893.164	-	893.164	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	10,68%	23/12/2027	458.711	-	458.711	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	12,31%	15/08/2034	103.689	-	103.689	208.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	12.291.667	20.000.000
Bancolombia S.A.	12,17%	26/02/2031	56.112	-	56.112	4.083.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	9.916.667	35.000.000
<b>Total Créditos</b>			<b>\$129.169.355</b>	<b>\$836.306.495</b>	<b>\$965.475.850</b>	<b>\$847.488.365</b>	<b>\$850.708.333</b>	<b>\$2.016.708.333</b>	<b>\$294.891.183</b>	<b>\$1.643.173.440</b>	<b>\$5.652.969.654</b>

- Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribió dos operaciones de crédito con Davivienda S.A. y Bancolombia S.A. a través de la línea de redescuento Eficiencia Energética de Findeter.

A continuación, el detalle de las operaciones:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Bancolombia S.A.	26 de febrero de 2024	26 de febrero 2031	7	\$ 35.000.000	IBR 1M + 1.85% NAMV
Davivienda S.A.	13 de marzo de 2024	13 de marzo 2029	5	25.000.000	IBR 1M + 1.50% NAMV
<b>Total</b>				<b>\$ 60.000.000</b>	

Al tercer trimestre de 2024 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	\$ 400.000.000,00	IBR + 2,96% MV
Banco de Bogotá S.A.	19 de febrero 2024	19 de febrero 2031	7	100.000.000	IBR + 2,96% MV
Bancolombia S.A.	21 de marzo 2024	21 de diciembre 2027	3	300.000.000	IBR 3M + 2,1%
Banco Itaú S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	50.000.000	IBR 3M + 1,51%
Banco de Occidente S.A.	18 de junio de 2024	18 junio de 2025	1	250.000.000	IBR 3M + 1,15%
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2025	1	71.000.000	IBR 3M + 1,83%
Banco de Bogotá S.A.	15 de agosto 2024	15 de agosto de 2034	10	20.000.000	IBR + 1,8% MV
Itaú Colombia S.A.	16 de agosto 2024	16 de agosto de 2025	1	109.000.000	IBR 3M + 1,99%
Banco de Bogotá S.A.	16 de septiembre 2024	14 de marzo de 2025	1	150.000.000	IBR 3M + 0,9%
<b>Total</b>				<b>\$ 1.450.000.000</b>	

Durante el tercer trimestre se generaron los siguientes pagos de obligaciones:

- Banco BBVA Colombia S.A. con vencimiento 14 julio 2024 por \$(33.333.333).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 15 julio 2024 por \$(15.000.000) y \$(60.000.000).
- Banco de Occidente S.A con vencimiento 29 agosto 2024 por \$(70.000.000).
- Bancolombia S.A. con vencimiento 28 agosto 2024 por \$(75.000.000).
- Mufg Bank con vencimiento 13 septiembre 2024 por \$(279.440.000).

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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Bogotá S.A.	15,81%	10/2/2024	\$ 408.636.624	\$ -	\$ 408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente	15,35%	28/8/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/9/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/8/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/1/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/7/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/4/2028	24.795.977	-	24.795.977	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	15,18%	5/4/2028	16.881.920	-	16.881.920	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
International Finance Corporativo	16,17%	15/10/2031	16.710.754	-	16.710.754	-	-	-	60.557.850	1.134.415.602	1.194.973.452
Bancolombia S.A.	14,54%	15/7/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/7/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatria S.A.	13,66%	14/5/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,92%	28/4/2029	5.978.646	-	5.978.646	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,04%	30/11/2029	4.848.960	-	4.848.960	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,43%	5/4/2026	930.011	2.556.496	3.486.507	3.408.661	1.136.220	-	-	-	4.544.881
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	2.957.760	-	2.957.760	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,98%	19/10/2027	2.734.300	-	2.734.300	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	13,78%	30/11/2027	1.749.733	-	1.749.733	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	16,89%	21/12/2027	1.458.875	-	1.458.875	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	14,50%	30/11/2028	1.089.597	-	1.089.597	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	13,63%	23/12/2027	649.000	-	649.000	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	6/1/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	8/2/2024	175.428	-	175.428	-	-	-	-	-	-
<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>

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo dispone de \$2.990.444.973 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerir su uso, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

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

(2) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 30 de septiembre de 2024 es el siguiente:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente						
B12-13	11,43%	Variable	\$ 2.158.576	\$ 362.988.624	\$ 365.147.200	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	200.000.000	202.952.000	-	-	-	-	-	-
B12-18	9,93%	Variable	3.440.000	-	3.440.000	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	11,21%	Variable	2.663.839	-	2.663.839	193.340.000	-	-	-	-	193.340.000
E4-20	8,72%	Variable	2.128.750	-	2.128.750	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	10,52%	Variable	2.062.125	-	2.062.125	-	-	-	-	162.421.897	162.421.897
B10-19	9,90%	Variable	1.245.400	-	1.245.400	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,98%	Variable	940.800	-	940.800	-	-	199.933.921	-	-	199.933.921
			<b>\$ 17.591.490</b>	<b>\$ 562.988.624</b>	<b>\$ 580.580.114</b>	<b>\$ 193.340.000</b>	<b>\$ 250.000.000</b>	<b>\$ 199.933.921</b>	<b>\$ 200.000.000</b>	<b>\$ 322.421.897</b>	<b>\$ 1.165.695.818</b>

Durante el tercer trimestre de 2024 se generaron los siguientes pagos de bonos:

- E4-20 con vencimiento 25 de agosto 2024 por \$(250.000.000).

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

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente					
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>

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de septiembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 13.749.702	\$ 92.978.143	\$ 9.398.887	\$ 139.705.485
Vehículos (b)	12.838.237	16.565.646	8.655.523	5.297.191
Edificios (c)	6.426.442	154.566.660	10.047.105	96.608.555
Redes eléctricas	-	635.146	-	663.284
<b>Total</b>	<b>\$ 33.014.381</b>	<b>\$ 264.745.595</b>	<b>\$ 28.101.515</b>	<b>\$ 242.274.515</b>

- (a) En la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta un incremento que corresponde principalmente a la renovación del contrato de patios Transmilenio por 12 años a una tasa del 14,08% con Terrapuerto S.A.S. por \$5.846.715 a una tasa del 11,15%, C.I. Alliance S.A. por \$303.297 a una tasa de 11,15%, a la actualización financiera por cambio de IPC de contratos Maria Cecilia Botero por \$6.232.588, Compañía General de Actividades y S.A. por \$3.212.048 a una tasa del 11,15%, Luz Charris y Herederos S.A. 13,64% por \$2.178.359, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. por \$1.986.873 a una tasa del 10,62%, F&M 160 S.A.S. por \$376.918, Agro Inversiones Campos Verdes S.A.S. POR \$375.258, Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P. por \$329.169 y la amortización de capital y pago de intereses de con Maria Cecilia Botero por \$(3.668.193), C.I. Alliance S.A. por \$(2.303.787), Terrapuerto S.A.S. por \$(1.802.572), Compañía General de Actividades y Suministros S.A. por \$(1.385.341), Luz Charris y Herederos \$(1.384.606), Inversiones Macondal S.A.S. por \$(1.350.207), Agropecuaria Doña Barbara & Cia. por \$(1.166.802).

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- (b) El incremento corresponde a la renovación de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$24.444.193 a 3 años con una tasa del 10,84%, ALD Automotive S.A. por \$602.859 a 1 año con una tasa de 21,35% y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$570.770 actualización IPC tasa del 10,96% y otros por \$129.726. Adicionalmente, pagos en intereses y capital de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(6.478.225), Busexpress S.A.S. por \$(1.757.882), ALD Automotive S.A. por \$(1.363.040) y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(1.042.870).
- (c) El incremento corresponde a nuevos contratos con Proaxa S.A.S. por \$3.245.854 por 3 años a una tasa del 10,63%, Concretos El Rubí S.A. por \$2.489.646 a 3 años con una tasa del 12,24%, Muñoz y Hermanos FYN y Compañía S.A.S. por \$350.878 a 2 años con una tasa del 11,18%, y la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(4.819.648), Proaxa S.A.S. por \$(600.585), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(336.380), Concretos El Rubí S.A. por \$(328.592), Canales Andrade y Compañía. S.A.S. por \$(279.975), Paez Ruiz y Compañía S.A.S. por \$(211.026) y entre otros por \$36.557.

**Centroamérica**

El detalle de leasing de las compañías Centroamericanas es el siguiente:

**Panamá:** Corresponde principalmente a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., y Generadora Solar Austral S.A.; en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá y vehículos para uso en las plantas:

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 3.445.085	\$ -	\$ 1.780.776	\$ 1.757.508
Vehículos	2.365.271	-	1.362.388	798.104
Terrenos	-	16.470.023	2.545.194	12.076.806
	<b>\$ 5.810.356</b>	<b>\$ 16.470.023</b>	<b>\$ 5.688.358</b>	<b>\$ 14.632.418</b>

**Guatemala:** Corresponde principalmente al edificio de las oficinas centrales, a una flotilla de Pick Up y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 499.033	\$ 22.083.897	\$ 530.402	\$ 20.869.732
Edificios	102.564	4.538.114	30.080	4.288.493
Vehículos	49.054	2.172.010	14.409	2.051.695
	<b>\$ 650.651</b>	<b>\$ 28.794.021</b>	<b>\$ 574.891</b>	<b>\$ 27.209.920</b>

**Costa Rica:** Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica:

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 207.365	\$ 2.099.023	\$ 178.612	\$ 2.070.798
	<b>\$ 207.365</b>	<b>\$ 2.099.023</b>	<b>\$ 178.612</b>	<b>\$ 2.070.798</b>

- (4) Al 30 de septiembre 2024, la principal variación corresponde a la constitución de cuarenta y dos (42) derivados de cobertura con valoración pasiva así:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	\$ 1.643.043
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	836.897
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	02/12/2024	600.000	USD	5.435,50	719.866
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.222,50	711.675
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2025	1.801.318	EUR	4.410,00	627.878
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	02/12/2024	600.000	USD	5.255,55	614.056
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2025	1.500.000	EUR	4.432,00	520.292
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/05/2025	360.000	USD	5.566,31	421.128
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	377.255
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	377.255
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	350.251
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	780.000	USD	4.624,72	315.713
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	780.000	USD	4.624,72	315.713
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	370.000	USD	4.984,80	280.177
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	1.100.000	USD	4.421,00	225.876
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.100.000	USD	4.401,50	225.533
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	520.000	USD	4.636,72	207.050
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	520.000	USD	4.636,72	207.050
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	199.517
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	02/12/2024	486.000	USD	4.591,50	179.119
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	8.252.805	USD	4.211,99	151.788
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.476,50	148.187
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/03/2025	8.045.054	USD	4.293,94	144.202
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2025	334.000	USD	4.731,97	143.248
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	485.000	USD	4.499,50	136.859
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	02/01/2025	100.000	USD	5.472,50	121.136
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	02/01/2025	100.000	USD	5.283,50	102.757
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	490.000	USD	4.440,00	101.476
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	125.000	USD	5.025,75	97.006
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	4.286.187	USD	4.211,99	78.833
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	02/01/2025	209.000	USD	4.605,47	76.142
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/11/2024	4.083.560	USD	4.227,74	74.885
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	213.000	USD	4.524,50	61.593
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/12/2024	987.000	USD	4.254,50	41.807
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	2.253.675	USD	4.211,99	41.450
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.027.000	USD	4.234,50	41.250
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2025	175.000	USD	4.521,62	40.323
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	26/12/2024	1.426.239	USD	4.242,74	27.074
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.250.000	USD	4.214,44	26.014
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	844.298	EUR	4.713,13	23.200
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	02/01/2025	493.000	USD	4.273,50	22.365
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	805.656	USD	4.211,99	14.818
<b>Total valoración</b>								<b>\$ 11.071.757</b>

**18.Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar**

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.084.637.708	\$ -	\$ 1.967.710.788	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	797.569.448	-	676.859.346	-
Otras cuentas por pagar (3)	548.185.143	76.707.795	425.657.040	241.059.978
<b>Total</b>	<b>\$ 2.430.392.299</b>	<b>\$ 76.707.795</b>	<b>\$ 3.070.227.174</b>	<b>\$ 241.059.978</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 30 de septiembre de 2024 el saldo corresponde principalmente a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

con: Banco Colpatria S.A. por \$170.836.978, confirming con Citibank Colombia S.A. por \$105.645.314, Bancolombia S.A. por \$46.168.928 y Banco AV Villas S.A. \$5.738.616.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores incluyen:

Proveedor	Valor
JE Jaimes Ingenieros S.A.	\$ 21.137.314
Hidroeléctrica Del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	17.863.136
Patrimonios Autónomos Fiduciaria	13.003.797
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P,	12.943.158
Proyectos De Ingeniería e Infraestructuras S.A.S.	11.493.149
Termotasajero S.A. E.S.P.	11.172.918
Confipetrol S.A.S.	8.595.175
Axa Asistencia Colombia S.A.	8.488.913
Pch San Bartolome S.A.S. E.S.P.	7.290.051
Corporación Autónoma Regional	6.967.290
Inmel Ingeniería S.A.S.	6.941.951
Eulen Colombia S.A.	6.724.478
Instituto De Desarrollo Urbano	5.824.862
Termotasajero Dos S.A. E.S.P.	5.321.086
Accenture LTDA.	5.156.005
Corporación Autónoma Regional del Guavio	5.136.567
Seguridad Atlas Ltda.	4.865.903
Andritz Hydro Ltda.	4.358.734
Indra Colombia S.A.S.	4.202.653
Urbaser Soacha S.A. E.S.P.	4.183.715
Generarco S.A. E.S.P.	4.172.947
Otros	570.257.698
<b>Total</b>	<b>\$ 746.101.500</b>

**Centroamérica**

**Costa Rica:** Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$10.146.371.

- 2) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de generación por \$397.261.118, segmento de distribución por \$344.317.325; comercialización de gas por \$5.970.166.

Adicionalmente 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 \$218.928.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024 el saldo por \$7.845.595 corresponde principalmente a provisiones de compra de energía.

**Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía por \$32.673.782.

**Guatemala:** Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de Mercado Mayorista – AMM por \$9.282.534.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 447.563.594	\$ 76.707.795	\$ 337.116.457	\$ 241.059.978
Saldo a favor de clientes (b)	69.432.219	-	54.968.932	-
Recaudo a favor de terceros (c)	31.189.330	-	33.571.651	-
<b>Total</b>	<b>\$ 548.185.143</b>	<b>\$ 76.707.795</b>	<b>\$ 425.657.040</b>	<b>\$ 241.059.978</b>

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2024 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$121.257.484, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$45.683.040.

Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por Enel Colombia S.A. E.S.P. a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024 el saldo por \$290.646 corresponde principalmente a cuentas de mandato por instalación de medidores.

**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 \$265.602.152 en el corto plazo y \$76.707.795 en el largo plazo.

**Costa Rica:** Corresponde principalmente a servicios profesionales por \$13.099.522.

**Guatemala:** Corresponde a cuentas por pagar de seguros todo riesgo por un valor de \$1.630.750.

(b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2024 el saldo por \$50.082.884 corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

**Centroamérica**

**Guatemala:** a 30 de septiembre del 2024 el saldo por \$19.349.335 corresponde a saldos a favor del cliente por compra/venta energía; la variación corresponde al contrato anual de venta de energía que inicia durante el segundo trimestre con la empresa Comercializadora de Energía para el Desarrollo S.A. (CED).

(c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2024 el saldo por \$31.189.330, corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde al pago del recaudo del contrato Openbook con Scotiabank Colpatría S.A.

**19. Provisiones**

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Provisiones ambientales</b>	<b>\$ 120.934.950</b>	<b>\$ 177.112.832</b>	<b>\$ 163.079.281</b>	<b>\$ 160.154.727</b>
Ambiental y obras Quimbo (1)	78.428.102	18.306.396	87.845.097	11.296.980
Plan de Compensación CAR (2)	19.185.758	77.969.065	20.883.217	85.113.214
Provisión Ambiental Río Bogotá (3)	11.169.396	14.143.635	12.157.608	15.484.907
Plan de Restauración Quimbo (1)	8.236.018	40.035.328	35.232.194	22.995.525
Provisión ambiental proyectos renovables (4)	3.123.797	26.256.954	6.486.717	25.187.897
Otras compensaciones ambientales	791.879	401.454	474.448	76.204
<b>Provisión de reclamaciones legales (5)</b>	<b>21.868.330</b>	<b>46.764.060</b>	<b>18.397.851</b>	<b>18.450.530</b>
Sanciones	19.715.664	25.572.235	16.803.667	-
Civiles y otros	2.152.666	14.662.080	1.594.184	11.757.656
Laborales	-	6.529.745	-	6.692.874
<b>Desmantelamiento</b>	<b>9.572.947</b>	<b>32.359.867</b>	<b>14.218.468</b>	<b>20.308.114</b>
Desmantelamiento de PCBs (6)	9.282.436	7.755.740	13.709.441	2.175.291
Otras provisiones de desmantelamiento	290.511	18.225.276	509.027	12.626.833
Desmantelamiento de Asbesto	-	6.378.851	-	5.505.990
<b>Otras provisiones</b>	<b>20.231.062</b>	<b>91.684.259</b>	<b>29.778.244</b>	<b>20.010.614</b>
Provisión Incertidumbre Fiscal (7)	11.791.115	-	26.061.621	-
Provisión Recuperación Tominé	5.021.281	1.029.991	3.716.623	3.366.367
Provisión de Fondo Electrificación Rural (8)	-	19.602.261	-	15.951.110
Otros (9)	3.268.666	4.067.883	-	693.137
Provisión Vía Gama Gachalá (10)	150.000	66.984.124	-	-
<b>Total Provisiones</b>	<b>\$ 172.607.289</b>	<b>\$ 347.921.018</b>	<b>\$ 225.473.844</b>	<b>\$ 218.923.985</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 disminución en el valor de la provisión está dada por el desplazamiento de flujos de uso de provisión de corto a largo plazo (año 2025), principalmente por los siguientes conceptos: (1) Retraso en la entrega de distrito de riego, razón por la cual se desplaza la inversión en los proyectos productivos agrícolas de las familias reasentadas (2) Ajuste en las estimaciones de ejecución en el plan de restauración y el programa íctico y pesquero.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a septiembre de 2024 es 14,11% y 10,41% y a diciembre de 2023 es 16,96% y 10,17% EA, respectivamente.

#### **Reclamación Consorcio Impregilo**

El 11 de septiembre de 2023, quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., fecha en la que se pagó al Grupo \$26.957.284 aplicada la respectiva compensación. De esta manera este proceso al 30 de septiembre de 2024 se encuentra en estado terminado y archivado.

#### **Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%**

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

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

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del 2024:

Mediante Resolución N° 000192 del 9 de febrero de 2024 la ANLA aceptó unos predios en el marco de la obligación forzosa de no menos del 1% y se dictan otras disposiciones:

Artículo Primero. Aceptar como ejecutado con cargo al Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, el proyecto “Descontaminación, protección y educación ambiental de las microcuencas de las Quebradas La Yaguilga y La Buenavista del Municipio del Agrado, Huila, Centro Oriente” por la suma de \$1.057.549. el cual consistió en la construcción de unidades sanitarias e instalación de kits de sistemas de tratamiento de aguas residuales de uso doméstico en el municipio del Agrado, de conformidad con lo expuesto de la parte motiva del presente acto administrativo.

Artículo segundo aceptar dentro de la línea de Capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: “formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°. 00379 DE 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje - Sena y el Grupo, plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo” a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

1. Implementación de la responsabilidad ambiental como un modelo de vida.
2. Promoción de estrategias de apropiación ambiental del territorio.
3. Apropiación de aspectos técnicos y normativos para la elaboración de estudios ambientales.
4. Gestión y educación ambiental.

Artículo Tercero. Como consecuencia de la aprobación realizada en el artículo anterior, se requiere a el Grupo, para que dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el Sena, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipios, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del ítem "Recurso Humano - Aprendices". La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 el Grupo, presentó recurso de reposición en contra de la Resolución 000192 del 09 de febrero de 2024.

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 el Grupo solicitó a la ANLA la aprobación compra predio Reserva Forestal e Hídrica la Montañita en el municipio de Paicol. Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo.

Mediante radicado 20246200315192 del 20 de marzo de 2024, el Grupo remitió respuesta a la solicitud realizada por parte de la autoridad Ambiental mediante el Artículo Segundo de la Resolución 2992 de 2023 la siguiente información:

Mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024, el Grupo hizo entrega de la información solicitada por la ANLA en el Auto 11470 del 28 de diciembre de 2023.

Mediante radicado 20246200339232 del 27 de marzo de 2024, el Grupo dio alcance a los documentos entregados mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024 haciendo entrega de la certificación fiscal.

- (2) Al 30 de septiembre de 2024, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, el Grupo fue notificado a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca "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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

La disminución en el valor de la provisión está dada por el decrecimiento generalizado en el IPC proyectado para la indexación de flujos y por el incremento en la tasa utilizada para la actualización financiera que al mes de septiembre de 2024 es de 10,41% y a diciembre de 2023 es 10,17%.

- (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 10,44% E.A.
- (4) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:
- Parque Solar El Paso: Al 30 de septiembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 10,84% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
  - La Loma: Al 30 de septiembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 9,22% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 5 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
  - Fundación: Al 30 de septiembre de 2024, el valor registrado por la provisión ambiental correspondiente al plan de compensación del componente biótico del parque solar La Loma incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 14,11% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- (5) Al 30 de septiembre de 2024, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.862.396.376 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$68.632.390 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Las sanciones al cierre de septiembre de 2024 corresponden a:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios públicos (a)	\$ 22.276.715
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (b)	11.462.753
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	10.761.336
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
<b>Saldo final al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>\$ 45.287.899</b>

Las sanciones al cierre de diciembre de 2023 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Ministerio de Ambiente Y Desarrollo Sostenible	\$ 10.579.305
Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena	5.660.184
Corporación Autónoma Del Guavio	334.814
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	229.364
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>\$ 16.803.667</b>

- (a) Corresponde a la contribución adicional correspondiente al año 2021, asociada al tributo que deben pagar las centrales Hidroeléctricas por el uso del agua si la capacidad instalada es superior a 10.000 Kw.
- (b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual Enel Colombia S.A. E.S.P. no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada,

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

Al 30 de septiembre de 2024, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
-Distribución - Civil	Posible	261	\$ 875.906.209	\$ -
	Probable	37	17.394.978	6.821.477
	Remota	17	12.915.387.942	-
<b>Total distribución - Civil</b>		<b>315</b>	<b>13.808.689.129</b>	<b>6.821.477</b>
-Distribución-Laboral	Posible	192	30.993.905	-
	Probable	32	10.422.832	7.782.781
<b>Total distribución-Laboral</b>		<b>224</b>	<b>41.416.737</b>	<b>7.782.781</b>
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	2	3.073.181	4.675.000
<b>Total generación-Inundaciones A97</b>		<b>4</b>	<b>3.122.551</b>	<b>4.675.000</b>
Generación-Inundaciones D97	Posible	3	139.630	-
	Probable	2	308.033	224.248
<b>Total generación-Inundaciones D97</b>		<b>5</b>	<b>447.663</b>	<b>224.248</b>
Generación-Laboral	Posible	21	6.692.976	-
	Probable	4	1.040.223	404.221
<b>Total general Total Generación-Laboral</b>		<b>25</b>	<b>7.733.199</b>	<b>404.221</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Generación-Otros	Posible	38	2.286.072.427	-
	Probable	3	366.127	5.000
	Remota	3	112.320.000	-
<b>Total Generación-Otros</b>		<b>44</b>	<b>2.398.758.554</b>	<b>5.000</b>
Quimbo	Posible	156	568.632.845	-
	Probable	2	5.467.741	1.510.000
		10	12.290.173	-
<b>Total Quimbo</b>		<b>168</b>	<b>586.390.759</b>	<b>1.510.000</b>
Renovables	Posible	3	15.837.784	-
	Remota	1	-	-
<b>Total Renovables – Laboral</b>		<b>4</b>	<b>15.837.784</b>	<b>-</b>
<b>Total general</b>		<b>789</b>	<b>\$ 16.862.396.376</b>	<b>\$ 21.422.727</b>

Concepto	Valor de la provisión a 2024	Valor de la provisión a 2023
Sanciones	\$ 45.287.899	\$ 16.803.667
Primas de éxito	4.473.202	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	-
Sanciones LTI	-	637.735
VPN	(3.519.888)	(5.674.524)
	<b>\$ 47.209.663</b>	<b>\$ 16.898.029</b>

(6) Exportación de transformadores contaminados:

Al 30 de septiembre de 2024 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión al 30 de septiembre de 2024 es de \$17.038.176, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 13,99% E.A., la tasa de descuento más adecuada; se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

(7) A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

La variación entre diciembre 31 de 2023 y el corte al 30 de septiembre de 2024, corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$2.123.860 y a la reversión por \$(16.394.366) de contingencia asociada a declaraciones de renta en firme de Codensa y Emgesa por las vigencias 2016, 2017 y 2019.

(8) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la Compañía Enel Fortuna S.A., sobre la cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Ley N° 58 de 2011 y modificada por la Ley N°67 de 2016; la variación con respecto al 2023 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

(9) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- Impuesto IVA interconexión: Corresponde al proceso si los servicios de reconexión están gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sobre los bimestres I a V considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que la Enel Colombia S.A. E.S.P. no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar a Enel Colombia S.A. E.S.P. en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo período; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, Enel Colombia S.A. E.S.P. aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable a la Enel Colombia S.A. E.S.P. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
- Impuesto Predial Bogotá: Corresponde al pago del impuesto predial de varios inmuebles correspondientes a los años 2020 y 2021 considerando que el tiempo para discutir los actos administrativos ha expirado. El pago se debe realizar para aprovechar: (i) los menores valores aceptados por la autoridad tributaria distrital en la revocatoria directa en la cual se argumenta que estos predios hacen parte de subestaciones utilizadas para la prestación del servicio público de energía al sector urbano. De esta forma, se demuestra que, para efectos del impuesto predial son predios con destino dotacional, y por lo tanto no pueden ser considerados como predios urbanizables no urbanizados o urbanizados no edificados; y (ii) la reducción de sanciones e intereses vigentes hasta el 31 de diciembre del año 2024.

(10) Al 30 de septiembre de 2024 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada el día 9 de mayo de 2024. Enel Colombia S.A. E.S.P plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 11,17% E.A.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2024, es el siguiente:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Vía Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2024	\$ 36.848.381	\$ 34.526.582	\$ 26.061.621	\$ 323.234.008	\$ -	\$ 23.727.237	\$ 444.397.829
Incremento (Decremento)	39.145.612	9.003.692	(14.270.506)	-	69.385.082	8.264.706	111.528.586
Provisión utilizada	(3.506.421)	(3.955.341)	-	(12.269.533)	-	(142.148)	(19.873.443)
Actualización efecto financiero	2.154.636	1.698.852	-	(12.916.693)	(2.250.958)	(287.675)	(11.601.838)
Recuperaciones	(6.009.818)	-	-	-	-	-	(6.009.818)
Otro decremento		659.029				1.427.962	2.086.991
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>31.784.009</b>	<b>7.406.232</b>	<b>(14.270.506)</b>	<b>(25.186.226)</b>	<b>67.134.124</b>	<b>9.262.845</b>	<b>76.130.478</b>
Saldo final al 30 de septiembre de 2024	\$ 68.632.390	\$ 41.932.814	\$ 11.791.115	\$ 298.047.782	\$ 67.134.124	\$ 32.990.082	\$ 520.528.307

## 20. Pasivos por impuestos corrientes

### Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 991.319.006	\$ 1.626.641.615
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	74.974.530	43.951.758
Obras por impuestos	7.744.332	-
Neteo de impuesto de renta	96.507	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(34.894.720)	(82.108.172)
Autorretenciones otros conceptos	(246.575.518)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(295.951.570)	(403.011.750)
Anticipo de renta año anterior	(420.580.190)	(452.711.244)
<b>Total, pasivos por impuestos corrientes</b>	<b>\$ 76.132.377</b>	<b>\$ 410.178.227</b>

(1) Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 978.881.910	\$ 1.658.990.077
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	12.437.096	(32.348.462)
<b>Total</b>	<b>\$ 991.319.006</b>	<b>\$ 1.626.641.615</b>

Al 30 de septiembre de 2024 se presenta un pasivo por impuesto de renta corriente por \$76.132.377 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2025.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 de las compañías de Colombia, se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias, así como la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

- (2) En Centroamérica se refleja un pasivo a corte al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 por impuesto corriente así:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Total sociedades Panamá	\$ 71.425.256	\$ 40.557.566
Total sociedades Guatemala	2.624.496	1.658.557
Total sociedades Costa Rica	924.778	1.735.635
<b>Total pasivo por impuesto corriente neto</b>	<b>\$ 74.974.530</b>	<b>\$ 43.951.758</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 2023 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 16 de septiembre de 2024.

Las transacciones realizadas durante el 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2025 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

• **Panamá**

La Ley 33 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 30 de septiembre de 2024 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento. El estudio del año 2023 se elaboró en 2024 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

• **Guatemala**

En el año 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 2024.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo, los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante cada año fiscal que va del 1 de enero al 31 de diciembre. El estudio del año 2023 se elaboró y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

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

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

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

**Contrato de estabilidad jurídica**

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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:

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

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023 y marzo 2024, el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó 4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412, \$263.634 y \$106.262 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.

b. Obligaciones de la Nación:

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

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2023 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 27 de marzo de 2024.

## 21. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 153.048.151	\$ -	\$ 174.548.027	\$ -
Impuestos distintos a la Renta (2)	123.412.300	-	144.325.684	-
Anticipos de clientes por uso de redes	20.068.693	-	25.478.449	-
Ingresos diferidos	3.835.186	286.289	3.818.047	-
<b>Total</b>	<b>\$ 300.364.330</b>	<b>\$ 286.289</b>	<b>\$ 348.170.207</b>	<b>\$ -</b>

(1) La variación del período corresponde a la disminución del anticipo de compras de energía principalmente con Air-E S.A.S. E.S.P., Ruitoque E.S.P., Drummond Power S.A. E.S.P., e Hilanderías Universal S.A.S.

(2) Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre del 2023
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 73.121.847	\$ 90.077.792
Provisión para pago de impuestos (b)	50.290.453	54.247.892
	<b>\$ 123.412.300</b>	<b>\$ 144.325.684</b>

(a) Al 30 de septiembre de 2024 presenta una disminución de \$(16.955.945) principalmente por el valor de las retenciones en la fuente, ICA e IVA de Enel Colombia S.A. E.S.P.

(b) Al 30 de septiembre de 2024, la disminución por \$(3.957.439) corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por provisión para pago de impuesto de ICA por \$(1.134.234).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a retenciones aplicadas a los proveedores por \$988.399.

### Centroamérica

**Costa Rica:** Al 30 de septiembre de 2024 se presenta un saldo por el registro de IVA por pagar y retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios por \$832.348.

**Guatemala:** El saldo al 30 de septiembre de 2024 corresponde a retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios por \$2.002.640.

**Panamá:** Al 30 de septiembre de 2024 corresponde a IVA en facturas emitidas de servicios y las ventas de energía por \$649.010.

## 22. Provisiones por beneficios a los empleados

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 81.691.058	\$ 9.442.002	\$ 91.153.526	\$ 10.835.485
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	26.867.783	458.098.428	33.442.032	496.526.650
Otras obligaciones (3)	2.238.044	-	2.046.936	-
Beneficios por planes de retiro	1.886.740	-	5.723.712	-
	<b>\$ 112.683.625</b>	<b>\$ 467.540.430</b>	<b>\$ 132.366.206</b>	<b>\$ 507.362.135</b>

- (1) Al 30 de septiembre de 2024 corresponde principalmente a bonificaciones \$28.030.625; vacaciones y prima de vacaciones \$14.353.053; así mismo, Enel Colombia S.A. E.S.P., hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

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

Corresponde a la provisión de cesantías y giro de seguridad social a septiembre 2024 por \$197.314.

**Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar a la caja de seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones y décimo tercer mes por pagar, el cual asciende a \$5.486.045 al 30 de septiembre de 2024.

**Costa Rica:** Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), aportes y contribuciones patronales por pensiones, embargos, contribuciones y pensiones, las cuales ascienden a \$754.287 al 30 de septiembre de 2024.

**Guatemala:** Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley, de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales. Así mismo, a obligaciones correspondientes a la Asociación Solidarista, las cuales ascienden a \$2.906.028 al 30 de septiembre de 2024.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la ganancia/perdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$(46.259.773), costo financiero por \$28.021.136, contribuciones pagadas por \$(28.137.915), adquisiciones por \$740.594 y costo del servicio corriente por \$633.487.

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

*Pensiones de jubilación.*

El Grupo posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional.

Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

El pasivo reconocido, 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 1.439 pensionados con una edad promedio de 71 años.

*Otras obligaciones post-empleo*

*Beneficios a pensionados*

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

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

*Cesantías retroactivas*

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

*Beneficios de largo plazo*

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 184 empleados con una edad y promedio de 53,9.

*Hipótesis financieras:*

Tipo de tasa	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Tasa de descuento	8,16%	7,30%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	8,66%	8,66%
Tasa de incremento a las pensiones	7,58%	7,58%
Inflación estimada	7,58%	7,58%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros Plan de retiro	Total beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2024</b>	<b>\$ 408.578.881</b>	<b>\$ 77.966.291</b>	<b>\$ 14.992.204</b>	<b>\$ 8.014.679</b>	<b>\$ 20.416.627</b>	<b>\$ 529.968.682</b>
Costo del servicio corriente	-	-	365.151	202.650	65.686	633.487
Costo financiero	21.791.802	4.116.383	781.206	389.598	942.147	28.021.136
Contribuciones Pagadas	(12.235.198)	(4.465.939)	(2.499.963)	(1.178.075)	(7.758.740)	(28.137.915)
Adquisiciones	-	-	-	-	740.594	740.594
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(43.085.056)	(2.024.532)	(248.476)	(48.576)	(853.133)	(46.259.773)
<b>Saldo final al 30 de septiembre de 2024</b>	<b>\$ 375.050.429</b>	<b>\$ 75.592.203</b>	<b>\$ 13.390.122</b>	<b>\$ 7.380.276</b>	<b>\$ 13.553.181</b>	<b>\$ 484.966.211</b>
	Personal jubilado		Personal activo		Otros Plan de retiro	Total beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2023</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>

- (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. El valor al 30 de septiembre de 2024 asciende a \$931.244.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Panamá:** Corresponde a otras obligaciones laborales que al 30 de septiembre de 2024 ascienden a \$903.804.

**Enel X Colombia S.A.S. E.S.P:** Corresponde al pasivo estimado por bono de productividad y comisiones por ventas al 30 de septiembre de 2024 por \$316.795.

**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 convencionales en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convencional 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 otorgó 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: ASIEB-CODENSA**

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

El 29 de abril de 2018 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -CODENSA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de diciembre 2019.

Finalizado el término del acuerdo colectivo, la organización sindical presentó nuevamente pliego de petición a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, y con ello se dio inicio a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento, órgano que emitió el correspondiente laudo arbitral (Acuerdo Colectivo). Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente de ser resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se pondrá fin al conflicto existente entre las partes.

**Convención colectiva: ASIEB-EMGESA**

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -EMGESA. La vigencia de la Convención Colectiva fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020. Etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes, toda vez que las necesidades y posiciones de cada parte se encuentran alejadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que debe definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

El 10 de junio de 2022 fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como la organización sindical, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia emitió Sentencia con fecha del 13 de septiembre de 2023, sobre la cual la Organización Sindical interpuso Solicitud de aclaración la cual está pendiente de ser resuelta.

**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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 30 de septiembre de 2024 cubre a 37 (62,5%) de 56 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 30 de septiembre de 2024:

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

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

**Distribución de Dividendos**

**Aprobados en el año 2024**

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por \$1.806.896.424, en el mes de julio de 2024 se realizó pago por \$616.007.898 y en el mes de diciembre de 2024 se espera realizar el pago restante por \$1.190.888.526.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Para Centroamérica los dividendos decretados al 30 de septiembre de 2024 son por \$ 113.050.014.

**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 \$2.999.007.263, pagada en su totalidad durante el año 2023.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2023 fueron de \$280.304.981.

**Otras Reservas**

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Otras Reservas (*)	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	282.901.905	351.339.260
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	<b>\$ 1.783.197.947</b>	<b>\$ 1.851.635.302</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 21 de marzo de 2024 se ordenó liberar \$(68.437.355), de la reserva constituida.

**24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación**

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Venta de Energía	\$ 9.284.410.732	\$ 9.391.830.782
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	5.818.666.977	6.084.521.108
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	3.350.042.096	3.203.178.706
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	115.701.659	104.130.968
Transporte de Energía (4)	2.613.156.773	2.333.573.015
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	294.729.920	271.743.188
Arrendamientos	184.082.240	190.099.933
Venta de gas	56.747.979	56.471.278
Ventas de certificados	354.157	227.937
Servicios de administración de personal	319.682	42.705.062
Sanciones y reembolsos	109	-
Servicios de muellaje	-	257.610
Venta de agua desmineralizada	-	28.908
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>12.433.801.592</b>	<b>12.286.937.713</b>
Otros Ingresos de operación	86.581.549	117.285.741
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 12.520.383.141</b>	<b>\$ 12.404.223.454</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2024	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023
Venta de Energía	\$ 3.066.272.021	\$ 3.525.649.693
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa	2.027.586.037	2.301.219.294
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado	999.671.455	1.190.480.338
Suministro servicio Alumbrado Público	39.014.529	33.950.061
Transporte de Energía	920.702.242	739.825.978
Servicios Empresariales y de Gobierno	36.633.819	95.234.631
Arrendamientos	124.068.878	49.163.490
Venta de gas	20.302.948	19.857.150
Servicios de administración de personal	56.209	10.751.541
Ventas de certificados	4.901	51.190
Sanciones y reembolsos	-	-
Servicios de muellaje	-	110.925
Venta de agua desmineralizada	-	51
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>4.168.041.018</b>	<b>4.440.644.649</b>
Otros Ingresos de operación	35.838.367	37.977.622
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 4.203.879.385</b>	<b>\$ 4.478.622.271</b>

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 9.599 Gwh, mercado no regulado a 3.669 Gwh y bolsa de energía a 2.831 Gwh. La disminución es principalmente por un menor precio Spot (\$562/Kwh en 2024 versus \$689/Kwh en 2023).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 30 de septiembre de 2024 corresponden a \$478.699.291.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 30 de septiembre de 2024 corresponden a \$59.870.464.

### Centroamérica

**Panamá:** Se obtuvo una venta de energía neta por \$705.599.117 principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

**Guatemala:** Se refleja una venta de energía neta por \$252.125.040 principalmente por la compañía Enel Guatemala S.A. correspondiente a contratos y en mercado spot.

**Costa Rica:** Ventas de energía neta por \$58.416.895, de la compañía P.H. Chucás S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y por contrato en PH Don Pedro S.A y PH Río Volcán S.A.

(2) Al 30 de septiembre de 2024, las ventas por distribución y comercialización en Enel Colombia S.A. E.S.P., ascienden a 6.931 Gwh, de los cuales corresponden a clientes residenciales 4.015 Gwh, clientes comerciales 1.868 Gwh, clientes industriales 814 Gwh y clientes oficiales 234 Gwh. El aumento se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 30 de septiembre de 2024 corresponden a \$392.215.778.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

	Tarifa Prom Aplicada a septiembre 2024	Tarifa Prom Aplicada a septiembre 2023	Variación
Gm	364,68	325,74	7,9%
Tm	53,07	48,96	8,5%
Pr	69,93	64,46	5,5%
D	221,78	245,95	1,8%
Rm	18,1	21,61	1,3%
Cv	105,65	69,08	51,9%
<b>Cu</b>	<b>833,21</b>	<b>775,8</b>	<b>9,88%</b>

**Provisión opción tarifaria**

Al 30 de septiembre de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$146.834.132.

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P los ingresos netos por venta de energía al 30 de septiembre de 2024 son de \$87.889.752.

- (3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2024 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 157 Gwh y otros municipios por 94 Gwh.
- (4) Al 30 de septiembre de 2024 presenta incremento principalmente en la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P.; el saldo por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local es de \$2.595.914.425 y sistemas de transmisión regional por \$17.242.348
- (5) Al 30 de septiembre de 2024, los ingresos de servicios empresariales y de gobierno corresponden a otras prestaciones de servicio por \$128.595.851 y servicios de valor agregado por \$165.968.099 en Enel Colombia S.A. E.S.P.; la variación se presenta principalmente por mayor asistencia en la prestación de servicio de luz y mantenimiento.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. se obtuvo comisiones por \$165.970 por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes, con los proveedores Cam Colombia Multiservicios S.A.S., Gatria S.A.S. y P & Q Soluciones energéticas S.A.S.

**Desagregado de los ingresos de contratos con clientes**

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

		Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 9.284.410.732	\$ 9.391.830.782
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	2.613.156.773	2.333.573.015
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	294.729.920	271.743.188
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	184.082.240	190.099.933
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	56.747.979	56.471.278
Venta de certificados	En un punto del tiempo	354.157	227.937
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	319.682	42.705.062
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	109	
Servicios de muellaje	A lo largo del tiempo	-	257.610
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	28.908
<b>Total ingresos de actividades ordinarias</b>		<b>\$ 12.433.801.592</b>	<b>\$ 12.286.937.713</b>
Otros Ingresos de operación		86.581.549	117.285.741
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>		<b>\$ 12.520.383.141</b>	<b>\$ 12.404.223.454</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:

	Al 30 de septiembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2023
Cientes Mayorista	\$ 117.630.146	\$ 163.572.028
Cientes No Regulado	29.992.482	13.791.444
Transporte de energía	5.425.523	13.900.323
	<b>\$ 153.048.151</b>	<b>\$ 191.263.795</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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Venta de gas**

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

**Servicios empresariales y de gobierno**

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

**Otros ingresos**

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

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

**Juicios significativos en la aplicación de la norma**

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

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

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

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**25. Aprovisionamientos y servicios**

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Compras de energía (1)	\$ 4.764.795.253	\$ 4.299.087.616
Costos de transporte de energía (2)	1.157.657.662	1.078.729.218
Otros aprovisionamientos variables y servicios	277.686.836	288.472.080
Impuestos asociados al negocio (3)	234.651.033	264.242.849
Consumo de combustible	169.005.582	168.421.576
Compra y consumo de gas	43.212.126	53.349.658
	<b>\$ 6.647.008.492</b>	<b>\$ 6.152.302.997</b>

	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2024	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023
Compras de energía	\$ 1.649.840.620	\$ 1.679.377.578
Costos de transporte de energía	396.208.204	356.642.500
Otros aprovisionamientos variables y servicios	89.418.194	96.643.094
Impuestos asociados al negocio	75.565.207	89.797.202
Consumo de combustible	45.994.162	86.495.937
Compra y consumo de gas	15.593.431	16.588.442
	<b>\$ 2.272.619.818</b>	<b>\$ 2.325.544.753</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2024 y 2023, las compras de energía ascienden a 12.822 Gwh y 10.204 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 8.638 Gwh y 6.535 Gwh; compras en bolsa 4.184 Gwh y 3.669 Gwh; no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$3,85/Kwh, tarifa promedio septiembre 2024 \$511,75 versus tarifa promedio septiembre 2023 \$507,90

Al 30 de septiembre de 2024 para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas ascienden a \$18.816.664, principalmente por compras de energía en bolsa con XM S.A. E.S.P.

**Centroamérica**

Al 30 de septiembre de 2024 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$343.923.023.

En Guatemala corresponde a 140 Gwh, principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Renovables de Guatemala S.A.

En Panamá las compras fueron realizadas principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Renovable S.R.L.

- (2) Al 30 de septiembre de 2024 y 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional por \$639.301.338 y \$566.520.982 y transmisión regional por \$410.520.673 y \$408.558.651, respectivamente. La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

En Enel X Colombia S.A.S. al 30 de septiembre de 2024 corresponde a transmisión regional por \$20.186.278.

**Centroamérica**

Al 30 de septiembre de 2024 se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$74.216.081, principalmente en las compañías de Guatemala por \$37.672.073 y Panamá por \$36.514.327.

- (3) Al 30 de septiembre de 2024 para Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución se presenta principalmente por menor producción de energía eléctrica por \$25.985.931 y otros impuestos variables a la generación de energía por \$3.414.987.

**26. Otros gastos fijos, por naturaleza**

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 295.341.106	\$ 235.992.545
Reparaciones y conservación (2)	115.294.697	111.355.343
Otros suministros y servicios (3)	91.057.674	144.508.218
Primas de seguros	45.382.677	42.837.731
Arrendamientos y cánones	15.504.569	17.170.698
Tributos y tasas	15.173.816	14.065.522
Gastos de transportes y viajes (4)	12.613.797	10.623.802
Publicidad, propaganda y relaciones públicas (5)	6.331.870	11.015.538
<b>Total</b>	<b>\$ 596.700.206</b>	<b>\$ 587.569.397</b>

- (1) Corresponde principalmente a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas. La contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura Cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, toma de lectura y distribución de facturación. Servicios de Call center por retención y fidelización de los clientes y otros servicios profesionales por estudios, análisis y diseños de gestión ambiental e interventoría.

- (2) Corresponde principalmente a mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables y materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.

- (3) La disminución corresponde principalmente a mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables y materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.

Adicionalmente, se presenta una disminución en el gasto de las compañías de Centroamérica, principalmente en la sociedad P.H. Chucas S.A. correspondiente a la multa entrada tardía en operación de la planta por \$(43.308.306) reconocida al 30 de junio de 2023.

- (4) El aumento corresponde a los gastos de viajes por hospedaje, alimentación, viáticos, tiquetes y los costos de almacenamiento por servicios de operación logística.

- (5) La disminución se presenta por publicidad, pautas en medios de comunicación y programas de radio, material de apoyo POP, videos, medallas realizadas por agencias de marketing digital, así como gastos de entretenimiento como bonos y vacaciones recreativas.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**27. Gastos financieros**

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Obligaciones financieras (1)	\$ 829.084.667	\$ 730.596.707
Otros costos financieros (2)	75.474.278	380.632.782
Gravamen a los movimientos financieros (3)	43.928.600	56.498.661
Obligación por beneficios post empleo (4)	26.940.817	27.781.656
Gastos financieros leasing	23.561.738	25.117.755
Gastos por valoración y liquidación de derivados (5)	4.101.632	16.651.765
Intereses de mora impuestos (6)	(6.520.751)	2.441.139
<b>Gastos financieros</b>	<b>996.570.981</b>	<b>1.239.720.465</b>
Gasto financiero capitalizado	(78.319.073)	(44.642.434)
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>\$ 918.251.908</b>	<b>\$ 1.195.078.031</b>

	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2024	Período de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2023
Obligaciones financieras	\$ 259.784.834	\$ 263.955.843
Otros costos financieros	24.862.677	8.198.121
Gravamen a los movimientos financieros	12.837.027	18.196.768
Obligación por beneficios post empleo	9.481.661	8.967.742
Gastos financieros leasing	8.093.369	7.912.225
Gastos por valoración y liquidación de derivados	(41.461)	7.516.836
Intereses de mora impuestos	(8.576.748)	1.184.682
<b>Gastos financieros</b>	<b>306.441.359</b>	<b>315.932.217</b>
Gasto financiero capitalizado	(24.836.137)	(31.197.944)
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>\$ 281.605.222</b>	<b>\$ 284.734.273</b>

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P, al 30 de septiembre de 2024 el aumento corresponde principalmente a las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Bancolombia S.A., Banco de Occidente S.A. e Itaú Colombia S.A., así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono B15-09 en febrero 2024, B10-14 en abril 2024, E17-17 en mayo y E4-2020 en agosto de 2024.

**Centroamérica**

El saldo neto de obligaciones financieras para Costa Rica es por \$13.790.230 y para Panamá por \$7.885.664 al 30 de septiembre de 2024 que corresponde principalmente a intereses de préstamos con Enel Finance Internacional (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Operación	2024	2023
Bonos emitidos (Colombia)	\$ 655.431.353	\$ 269.840.204
Créditos nacionales y del exterior	173.653.314	460.756.503
<b>Total gasto de obligaciones financieras</b>	<b>\$ 829.084.667</b>	<b>\$ 730.596.707</b>

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Río Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martín, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso) por \$(5.996.632), financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por \$(4.949.440), cargos financieros garantías TEST \$(1.092.571), cargos financieros por actualización desmantelamiento por \$(412.007), otros intereses por \$(134.059) VPN convenios

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

energía \$4.488.593, actualización intereses contribución Superservicios, CAR e IVA reconexión por \$3.238.151.

**Centroamérica**

Al 30 de septiembre de 2024 y 2023 los otros costos financieros de las compañías de Centroamérica son por \$21.429.802 y \$292.691.842, respectivamente. La disminución corresponde principalmente a la baja del activo financiero en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) sobre el cual hubo resolución de la sala primera de la corte suprema en la compañía P.H. Chucás S.A. por \$284.541.181.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2024 los otros costos financieros están compuestos por:

**Panamá:** Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, por \$20.225.268, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA.

**Costa Rica:** Corresponde principalmente a garantías con la compañía Enel S.p.A., comisión sobre garantías con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. y al gasto financiero en intereses pagados por el financiamiento de multa con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por \$1.148.573.

**Guatemala:** Corresponde principalmente a garantías por \$55.961.

- (3) La disminución corresponde principalmente al gravamen a los movimientos financieros de las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. las cuales se vendieron en un 80% en abril de 2023.
- (4) La disminución corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que a 30 de septiembre de 2024 y 2023 correspondía a 8,16% y 7,92%, respectivamente, para el cálculo generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$2.740.995, costo financiero de beneficios por \$(166.128) y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$(3.415.706).
- (5) Al 30 de septiembre de 2024 la disminución corresponde a las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH (Cash Flow Hedge) para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit y Frontera. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 30 de septiembre 2024 \$(4.164,21) versus septiembre 2023 \$(4.053,76).
- (6) La variación corresponde a la recuperación de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por \$(9.196.104), corrección de la autorretención ICA por \$(168.622), intereses mora Alumbrado Público por \$151.691, corrección autorretención 2023 por \$154.558, Intereses autorretención \$74.252 e intereses impuesto predial por \$15.190 y otros \$7.145.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**28. Resultado en venta y disposición de activos, neto**

	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2024	Período de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2023
Resultado en Venta de Activos	\$ (6.188.154)	\$ (3.584.738)
	<b>\$ (6.188.154)</b>	<b>\$ (3.584.738)</b>

Al 30 de septiembre de 2024 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(6.188.154), correspondientes a:

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

(1) Bajas con efecto en pérdida por \$(6.154.769) distribuidas así:

- Transformadores de distribución por \$(3.114.296).
- Siniestros por \$(2.720.035).
- Plantas de generación \$(320.438).

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$208.371 las cuales obedecen a:

- Venta Predio Subestación Eléctrica (SE) Local por \$208.371.

**Centroamérica**

En Guatemala se realizaron ventas de equipos de cómputo y un vehículo por \$(242.179); en Costa Rica venta de equipo de cómputo por \$423. Panamá no presentó efecto en venta y disposición de activos.

**29. Contingencias**

**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.

El aporte económico del Grupo para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB, se dio el inicio de operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que el Grupo conserve la calidad de usuario de las aguas del río Bogotá en virtud de la

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. El Grupo participa en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación, puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 30 de septiembre de 2024 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del Proyecto. Los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a una apreciación de Enel Colombia S.A. E.S.P. durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 90%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100 suministro de equipos 94% y montaje de equipo electromecánico 20%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 65%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 90%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 85% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Rio Bogotá.
- Se aprobó el cronograma modificado para terminación del contrato, el cual incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:
  - ✓ Energización de la Subestación y la Estación Elevadora a partir de diciembre 2025.
  - ✓ Comisionamiento con energía el 30 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
  - ✓ Operación asistida de junio 2025 a noviembre 2025.

**b. Litigios y arbitrajes.**

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

**Litigios calificados como eventuales o posibles:**

Los principales litigios que tiene el Grupo al 30 de septiembre de 2024 calificados como

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

eventuales son:

• **Colombia.**

**a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.**

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que el Grupo devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al nivel de tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que el Grupo se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal:

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso se encuentra a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

**b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño**

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía del Grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal:

El 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto el Grupo. Lo anterior, en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del 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 continuó respecto a la demanda reivindicatoria.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

**c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$342.442.454.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal:

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la resolución de reliquida el alumbrado público. El Grupo presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo al Grupo. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra del Grupo, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó al Grupo de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por la compañía Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó al Grupo que no iniciara la actividad de llenado del embalse El Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

1. Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
2. Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Grupo, un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
3. Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
4. Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
5. Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, el Grupo continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por el Grupo y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

**e. Acción de grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.**

Fecha de inicio: 2012.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Ante el Juzgado 4 Civil de Bogotá con radicado 2012-835, se ha interpuesto una acción de grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. El Grupo rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 7 de junio de 2023, el Juzgado corrió traslado de la complementación del dictamen pericial y dentro del término de ejecutoria se solicitó que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso se encuentra aún en fase probatoria.

**f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2014.**

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente-INDERENA) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de septiembre de 2024, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

**g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.**

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.838.000 (tasa e intereses).

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 30 de septiembre de 2024 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

**h. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.**

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$18.239.162 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: 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) si se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles debido a su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021.

En mayo de 2024 recibimos sentencia desfavorable de primera instancia, la cual fue apelada, dentro del proceso de la liquidación del año 2017, el Grupo se prepara para presentar en los próximos meses alegatos de conclusión de primera instancia.

Al 30 de septiembre de 2024, los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 entraron al despacho para fallo de primera instancia.

**i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.**

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.538.006 (mayor impuesto, sanción e intereses).

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Objeto del juicio: la DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 el Grupo fue notificado de auto que decretó la acumulación del proceso del sexto bimestre dentro del proceso por los bimestres primero a quinto, por lo que el abogado externo se hará cargo del proceso acumulado, por cuanto únicamente llevaba el proceso del sexto bimestre y radicamos los poderes correspondientes.

En febrero de 2024 fue radicado el memorial solicitando la sucesión procesal del Grupo.

Al 30 de septiembre de 2024 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

**j. Alfonso Jimenez Cuesta y otros.**

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Objeto del juicio: Se demanda a la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Codensa) por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso el Grupo, derivadas de lo establecido en el artículo 54 de la Resolución 108 de 1997 que permitía sancionar a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que el Grupo tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Enel Colombia S.A. E.S.P. actuó en cumplimiento de un deber legal, esto es, actuó en cumplimiento de lo establecido en la ley mientras la misma estuvo vigente y su nulidad aplica hacia el futuro no frente a situaciones jurídicas ya consolidadas.

Estado actual y situación procesal: Este litigio está en etapa probatoria.

El 21 de diciembre de 2023, el Grupo presentó solicitud para decreto de oficio de 2 testimonios nuevos, teniendo en cuenta que las dos personas sobre las que se decretaron ya no se encuentran vinculadas al Grupo, y así mismo se le indicó al Despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo del Grupo, porque ya habían transcurrido más de 10 años. Al 31 de marzo de 2024 el Juez accede a la solicitud y fija fecha para audiencia para el 30 y 31 de mayo de 2024, sin embargo, la contraparte interpuso recurso.

Al 17 de septiembre de 2024 el Juzgado ordenó oficiar a la Defensoría Del Pueblo - Fondo para la Defensa de los Derechos e Intereses Colectivos-, para que en un término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la radicación del requerimiento en los canales virtuales que corresponda, el Comité Técnico de dicho Fondo, estudie la solicitud de financiamiento

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

de la prueba pericial decretada en el presente proceso constitucional, por superar los cinco (5) SMLMV, a la fecha se debe controvertir el dictamen, por lo que el litigio continúa en etapa probatoria.

**k. María Isabel Delgadillo y otros.**

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Objeto del juicio: Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogotá DC. Enel Colombia S.A. E.S.P. fue demandado por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia S.A. E.S.P., se señala su posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central 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 desde el 18 de enero de 2022.

Al 30 de junio de 2024, se suspende por 3 meses el proceso para que la parte accionante presente el dictamen pericial decretado, y se requiere a la EAAB y a la CAR para que den respuesta a las peticiones elevadas por el abogado coordinador del grupo actor.

El 6 de septiembre de 2024 se llevó a cabo audiencia presencial con el objetivo de resolver la discusión sobre el suministro de la información requerida por el grupo actor para elaborar los dictámenes periciales.

A la fecha continúa en etapa probatoria, se encuentra pendiente que el juzgado defina los dictámenes periciales de acuerdo con la inspección realizada los días 3 y 4 de octubre.

**l. 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 el Grupo, en el área del Contrato de Concesión Minera del Predio la Mina de la cual era titular del demandante, originada por la construcción de la Represa El Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Una vez surtidas las pruebas, el 1 de diciembre de 2023, el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 30 de septiembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

**m. Consalt Internacional.**

Fecha de inicio: 2022.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 International y luego por el Grupo. Por un lado, Consalt International argumenta que el Grupo incumplió con obligaciones asociadas a la obtención de la licencia ambiental del proyecto, gestión social y orden público, lo cual, según el demandante ha generado afectaciones en valor y en tiempo respecto a la planificación inicial del contrato y de su oferta, lo que motivó el ejercicio de la resolución del contrato pactada a su favor, haciéndose efectiva la terminación para Consalt International el 17 de septiembre de 2022. Por su parte el Grupo inició demanda de reconvención alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios al Grupo.

Estado actual y situación procesal:

El 23 de septiembre se resolvió por parte de los árbitros la solicitud de recusación presentada por la parte demandante en contra del árbitro Luis Augusto Cangrejo, la cual fue negada por improcedente al considerar que no existió ninguna omisión de revelación por parte de este al momento ser nombrado arbitro en este proceso.

El 15 y 16 de octubre se llevó a cabo las audiencias de sustentación de dictámenes periciales, con lo cual culmina la etapa probatoria. A la fecha se espera programación para el dictamen.

**n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y otros.**

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$20.349.602.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (PHEQ), sus ingresos por actividades como jornaleros, en cultivos de tabaco y en cultivos varios de ciclo corto se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

El 20 de junio de 2023, se realizó audiencia de pruebas, se incorporaron pruebas allegadas al proceso (DIAN – RUAF) se escucharon 27 interrogatorios de demandantes.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continúa en fase probatoria.

**o. Acción de reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y otros 98.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$15.831.622.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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.

El 12 de agosto de 2024, se realizó audiencia de pruebas, y se fijó para su continuación nueva fecha para el 17 y 18 de febrero de 2025.

**p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de minería artesanal se han visto afectada sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la fase probatoria, el 13 de junio de 2022 se presentaron alegatos e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 26 de junio de 2022.

Al 30 de septiembre de 2024 continúa al despacho para fallo.

**q. Acción de reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y otros 132.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de Jornaleros en cultivos de tabaco y cultivos de ciclo corto en predios ubicados en el Área de Influencia Directa (AID) del PHEQ se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 30 de octubre de 2023 se presentaron alegatos finales e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 15 de noviembre de 2023.

Al 30 de septiembre de 2024 no hay movimientos adicionales.

**r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y otros 43.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de alimentadores de trabajadores, recolección de cacao, agricultores, jornaleros en cultivos de tabaco y oficios varios, arrendatarios, contratistas, propietarios de vehículo, lavadores de pescado, tractoristas, comerciantes, paleros en extracción de material de playa, transportadores de insumos, electricistas, empleadas domésticas, pescadores artesanales, empleados, se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. La contraparte apeló y se concedió apelación.

Al 30 de septiembre de 2024 se está a la espera de fallo de segunda instancia.

**s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y otros 112.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades pescadores artesanales se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: El 13 de junio de 2022 se concede el recurso de apelación, el 12 de septiembre de 2022 se admite recurso de apelación.

Al 30 de septiembre de 2024 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

**t. Medio de control reparación directa de Ruber Cufiño Hernandez y otros 252.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$38.117.538.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes que se condene al Grupo por los perjuicios materiales y morales ocasionados por la afectación a la actividad económica de jornaleros de oficios varios en ciclo corto en el área de influencia directa del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, y que, con la construcción de este se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales del Grupo; se suspendió y se fijó como fecha para la continuación los días 23 y 24 de enero de 2024. Llegada la fecha se practicaron las pruebas y se espera que el Juez fije nuevas fechas para practicar las pruebas faltantes.

Al 30 de septiembre de 2024 continúa en etapa probatoria y se espera que el Juez fije nuevas fechas para practicar las pruebas faltantes.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**u. Medio de control acción de grupo Policarpo Agudelo y otros (puente paso el Colegio).**

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$50.000.000.

Objeto del juicio: Se trata de una acción de grupo tramitada por 373 personas naturales habitantes de 5 municipios del Huila (Paicol, Nátaga, La Plata, Tesalia y La Argentina) transportadores, cultivadores de arroz y comerciantes varios, ferreterías, que afirman que el Grupo debe responder por haber generado la socavación de la base del estribo del puente paso del colegio, margen derecha, por los manejos indebidos dados en el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, área 9 en la confluencia de los ríos Páez y Magdalena, para el Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, lo cual ocasionó el cierre del puente entre el 8 de agosto de 2011 y el 17 de diciembre de 2012, generando una pérdida de su capacidad productiva para cada uno de ellos.

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

Una vez surtida la etapa probatoria, el 17 de enero de 2020 el Grupo fue notificado del fallo de primera instancia favorable para el Grupo emitido por el tribunal administrativo del Huila, el argumento del tribunal es que no se logró demostrar que la causa del deterioro del puente fuera consecuencia de la actividad que realizaba el Grupo para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de marzo de 2024. Al 30 de septiembre de 2024 se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia.

**v. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Jesús Hernán Ramírez Almarino y otros.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Objeto del juicio: Pretenden los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados a los demandantes (201) con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva pertenecientes al grupo poblacional de pescadores que ejercían la actividad antes de la ejecución del proyecto El Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Etapa probatoria.

El día 23 de mayo de 2024 fue la audiencia inicial.

Al 30 de septiembre de 2024 continua en fase probatoria.

**w. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Lorena Amaya Betancorth y otros.**

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Solicitan los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados con la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva, pertenecientes al grupo poblacional de jornaleros que ejercían la actividad antes de la ejecución del Proyecto.

Estado actual y situación procesal Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingreso al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 30 de septiembre de 2024 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

**x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.**

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$132.191.499.

Objeto del juicio: Reclama el demandante que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34, para ser entregados al Grupo para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por el Grupo, por tanto, se está incumpliendo la Resolución CREG 070/2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial. El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

El 28 de junio de 2024 resuelve excepciones previas desfavorablemente, en cuanto a la falta de competencia el juzgado determinó que la sociedad tiene carácter de privada por lo cual no aplica el artículo 104 del C.P.A.C.A., frente a la inexistencia del demandado, considero que la sociedad demandante no cuenta con la inscripción de acta liquidataria alguna de la personería jurídica, de cara a falta de los requisitos formales considero que al solicitar medida cautelar no debía agotar la conciliación previa y finalmente para la prescripción considero que debe ser resuelta como excepción de fondo a resolver en la sentencia. Se presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación.

Al 30 de septiembre de 2024 se está a la espera de resolución al recurso presentado y se fije fecha para las audiencias iniciales.

**y. Acción de grupo José Edgar Bejarano.**

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Objeto del juicio: Se declara a Enel Colombia S.A. E.S.P. y AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P., como responsables por los perjuicios causados a los accionantes, en razón al desbordamiento del cauce natural del Rio Upía, producidos por inundaciones durante los dos (2) últimos años y en especial a partir de los días 13,14 y 15 de mayo de 2002, como consecuencia del desembalse irregular y no planificado de las represas de Chivor y Guavio propiedad de las empresas demandadas.

Estado actual y situación procesal:

El Juzgado Décimo (10) administrativo de Bogotá, el 4 de octubre de 2023 profirió sentencia de primera instancia siendo favorable para el Grupo, determinando que la prueba allegada

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

y practicada en el proceso no demuestra la existencia de un nexo de causalidad entre la inundación sufrida por los demandantes con el funcionamiento de las hidroeléctricas de Chivor y El Guavio; concretamente, no solo se demostró que no hubo aperturas de las compuertas en las fechas señaladas sino también que existieron causas extrañas que fueron las que, en últimas, generaron las inundaciones aguas abajo en las riberas del Río Upía.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

**z. Demanda de reconvencción dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.**

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Objeto del juicio: Enel Colombia S.A. E.S.P. inicia tribunal de Arbitramento contra Mapfre por haber incumplido la oferta mercantil existente para el recaudo, promoción y facturación de seguros, en específico por contactar a los clientes sin que pasaran dos años de terminada, lo cual generó perjuicios para el Grupo. Por su parte, Mapfre demanda en reconvencción y solicita que se declare contractualmente responsable al Grupo por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo, se declare el incumplimiento otras dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá, fecha para audiencia de conciliación el 30 de enero de 2024. En esta fecha se llevó a cabo la audiencia de conciliación declarándose fallida ante la falta de fórmulas conciliatorias, por tanto, los árbitros fijaron sus honorarios y el proceso continuará su curso normal.

La etapa probatoria finalizó en agosto, y actualmente se espera la programación de fecha para presentar los alegatos de conclusión.

**Centroamérica.**

**aa. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).**

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: La declaratoria de nulidad de determinados actos administrativos de fijación tarifaria a plantas de generación eléctrica existentes y el reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado actual y situación procesal: el escrito inicial de demanda fue presentado el 27 de abril de 2022. A pesar de que no se ha notificado a todas las partes y por ende, no ha empezado a correr el plazo para la contestación, en representación de P.H. Don Pedro S.A. se presentó el escrito de contestación el 6 de diciembre de 2022.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

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 30 de septiembre de 2024, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido resolución reciente para este proceso.

**ab. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).**

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: P.H. Chucás, S.A. (en adelante "Chucás") y Mario González Porras.

El 23 de marzo de 2018, el señor Jafet Rojas Picado interpuso proceso ordinario agrario en contra del señor Mario González Porras, en virtud de un contrato de constitución de una sociedad de hecho, suscrito entre ambos, y la cual tenía por nombre "González & Rojas". En el proceso interpuesto, el señor Jafet Rojas Picado solicita: (i) la anulación y/o nulidad relativa del arreglo extrajudicial suscrito por Mario González Porras y Chucás; (ii) el pago y condena de daños y perjuicios ocasionados por el incumplimiento del contrato de la sociedad de hecho; y (iii) la resolución del contrato social de constitución de la sociedad de hecho González & Rojas. Dicho proceso se tramita en el expediente 18-000036-0815-AG.

Por medio de la resolución de las 10:15 horas del 5 de abril de 2018, el Juzgado Agrario de Alajuela previno al señor Jafet Rojas Picado corregir la demanda, en cuanto a las pretensiones, y aportar toda aquella prueba que fue ofrecida pero no aportada. Así mismo, en dicha resolución se ordenó al actor integrar la litis consorcio pasiva necesaria en relación con Chucás, es decir, el Juzgado de oficio ordenó al actor ampliar su demanda en contra de Chucás e incluir a esta como parte demandada del proceso.

Estado actual y situación procesal: Mediante resolución del 29 de mayo del 2024, se dictó sentencia en este expediente, en la cual se declaró sin lugar la demanda incoada en contra de P.H. Chucás S.A., acogiendo las excepciones de falta de legitimación activa, falta de legitimación pasiva y falta de derecho. Se condenó a Jafet Rojas a pagar a P.H. Chucás S.A. las costas del proceso. El juzgado sí condenó al otro demandado, Mario González, a realizar un pago en favor de Jafet Rojas. Mario Gonzalez apeló la sentencia en lo concerniente a la condenatoria en su contra, pero Jafet Rojas no apeló en cuanto a la desestimación favorable a P.H. Chucás S.A. ni la condenatoria en costas.

El 16 de julio de 2024, el Juzgado Agrario Del I Circuito Judicial de la Alajuela (Expediente: 16-000026-0638-CI), rechazó la solicitud de liquidación de interés legales correspondientes al atraso de la demandada en el pago del segundo tracto pactado en la conciliación con PH Chucás S.A., por la suma de en diez millones de colones. El señor Mario Gonzalez, presentó recurso de apelación a la sentencia. Al 30 de septiembre de 2024, no existe resolución que resuelva el recurso en referencia.

El 29 de agosto de 2024, P.H. Chucás S.A. presentó la solicitud de ejecución de sentencia en contra de Jafet Rojas. Sin embargo, el Juzgado Agrario al presentar el proceso de ejecución parcial de la sentencia, notificó que se Reserva el conocimiento del proceso de ejecución hasta que se resuelva la apelación, interpuesta por el señor Mario Gonzalez.

Al 30 de septiembre del 2024, no existen actuaciones adicionales.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**ac. Proceso de Ejecución de Resolución Arbitral-Liquidación de Costas- (Costa Rica)**

Actor: PH Chucas, S.A.

Demandado: Instituto Costarricense De Electricidad (ICE)

Antecedente: En fecha 14 de julio de 2020, PH Chucás, S.A. interpuso solicitud para iniciar proceso arbitral en contra del ICE.

Que mediante la Resolución No. 13 del 03 de agosto del 2023 el Tribunal Arbitral determinó que el ICE deberá pagar las sumas que no fueron pagadas en su momento y que corresponden a PH Chucás, S.A. el 50% de la cuota de ingreso, el 50% de los gastos administrativos y el 50% de los honorarios que corresponde pagar al Tribunal Arbitral, por la suma total de USD42,584,50 más los intereses (aproximadamente la suma de USD4,022.78 computados desde el 16 de agosto de 2023 hasta la fecha de la presentación del proceso en referencia).

Estado Actual y situación procesal: El 24 de septiembre de 2024, se presentó el proceso de Ejecución de Resolución Arbitral ante el Tribunal Contencioso Administrativo (Número de expediente: 24-006882-1027-CA), por los hechos antes descritos.

Al 30 de septiembre de 2024, en espera de la emisión de la resolución por parte del Tribunal Contencioso Administrativo para conferir audiencia al ICE y se pueda referir a la ejecución presentada por PH Chucás, S.A.

**ad. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).**

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel Guatemala, horas extras y daños y perjuicios).

Objeto del juicio: Juicio laboral iniciado por Marcelo Juarez (extrabajador), quien aduce haber sido despedido injustificadamente. La defensa de Enel Guatemala S.A. se basa en que fue un despido con causa justificada por ser una violación al Código de Trabajo (que encuadra en una causal de despido directo) y a las políticas internas y el Código de Ética del Grupo.

Estado actual y situación procesal: El 15 de julio de 2022, el Juzgado de primera instancia declaró sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez declarando que lo realizado por el extrabajador encuadra con la causal de despido que establece el Código de Trabajo y además violó las políticas internas y Código de Ética del Grupo.

Marcelo Juarez apeló la sentencia y la Sala de Apelaciones (segunda instancia) el 27 de octubre de 2022 declaró parcialmente a favor del demandante el recurso de apelación y condenó a Enel Guatemala S.A. al pago de indemnización, daños y perjuicios y costas judiciales.

Con fecha 15 de noviembre de 2022 el Grupo presentó acción de amparo (garantía constitucional) en contra de la sentencia de la Sala de Apelaciones. Se estima en un 50% las probabilidades de éxito para Enel, ya que se espera que el tribunal constitucional otorgue el amparo y confirme la sentencia de primera instancia la cual declaraba sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continúa al despacho para fallo.

**ad. Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)**

Demandante: Enel Fortuna, S.A.

Antecedentes: Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la "ASEP"), por la cual "se resuelve el Procedimiento Administrativo Sancionador seguido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., al Centro Nacional de Despacho y a la Empresa Enel Fortuna, S. A." y su(s) acto(s) confirmatorio(s) (la "Resolución Recurrída"), mediante la cual resultó sancionada Enel Fortuna, S.A. con una multa de B/.170,613.15, por el supuesto incumplimiento del numeral 9 del Artículo 139 (hoy numeral 9 del Artículo 150) del Texto Único de la Ley 6 de 1997, en particular, respecto del numeral 2 de la norma NDE 1.6 del Reglamento de Operación, así como los literales "c", "d" y "e" del numeral 7 de la norma NDE 1.6 del Reglamento de Operación. Lo anterior, en relación con los hechos del 20 de enero de 2019, que ocasionaron un apagón nacional (Evento No. 039).

Estado Actual y situación procesal: Mediante Auto de Pruebas No. 278 de 6 de agosto de 2024 (el "Auto de Pruebas"), la Sala Tercera resolvió sobre la admisibilidad de las pruebas propuestas por las partes.

Al 30 de septiembre de 2024, se está en la etapa de valoración del Auto de Pruebas para continuar con las acciones procesales que tengan lugar.

### **30. Sanciones**

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

#### Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

El 24 de febrero de 2023, se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por el Grupo; en este sentido, en el mes de febrero de 2023 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de diciembre de 2023 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continua al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

el Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247, la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por el Grupo. El 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022. El proceso se encuentra en despacho para fallo desde esta fecha.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 29 de abril de 2024.

- c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las Resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las Resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de \$50.670 cada una.

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales se presentan las sanciones:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, ante el Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva el 30 de mayo de 2019, con radicado 2018-179, se profirió sentencia de primera instancia el 30 de septiembre de 2021 favorable para el Grupo; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM. desde el 04 de mayo de 2022 está al despacho para sentencia de segunda instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como probable 53%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada debido a que la sentencia de primera instancia es favorable para el Grupo.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Séptimo Administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones del Grupo, actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de apelación presentado ante el Tribunal Administrativo del Huila.

En el mes de febrero se reclasificó este litigio a remoto 10%. La sanción fue pagada en septiembre de 2024.

- 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.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, al Grupo le fue impuesta una multa por valor de \$540.470.

El 27 de junio de 2023, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena ante el Juzgado 3 Administrativos de Neiva con radicado 2023-179; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023.

El 21 de noviembre de 2023 se llevó a cabo la audiencia inicial y se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023, actualmente el proceso se encuentra en despacho para sentencia de primera instancia en el Juzgado tercero administrativo de Neiva.

Al 30 de septiembre de 2024, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se calificó como remoto 10%. Se resalta que el pago de la sanción se realizó el 26 de septiembre de 2023.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable al Grupo, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. La sanción impuesta al Grupo es de \$363.262.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023 correspondiendo al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220.

El 30 de mayo de 2024 se admitió la demanda y el 25 de septiembre de 2024 se fijó fecha de audiencia inicial para el 21 de enero de 2025.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción se pagó el 20 de noviembre de 2023.

- f) Resolución No. 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra el Grupo., por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de \$141.052.735.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

cual cursa en el Juzgado 3 administrativo de Bogotá con radicado 2024-395; actualmente se encuentra pendiente de admisión.

A corte 30 de septiembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que el Grupo no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a \$47.333.801.

Luego de agotado el requisito de procedibilidad ante la Procuraduría General de la Nación, se radicó el 2 de julio de 2024, la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho la cual cursa en el Juzgado 3 Administrativo de Bogotá Rad 2024-377.

A corte 30 de septiembre de 2024 se encuentra pendiente de admisión.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- h) El día 04 de septiembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta Resolución No. 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra Enel Colombia S.A. E.S.P. por las siguientes infracciones ambientales; así:

Primer cargo: Emplear procedimientos para la medición del ruido ambiental en el área de influencia del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo bajo condiciones contrarias a las estipuladas en la normatividad ambiental aplicable; (...)

Segundo cargo: No realizar la cantidad mínima de muestras requeridas para la presentación de los monitoreos de calidad del aire en el área de influencia del proyecto y las vías sustitutivas, conforme lo establecido en el Sistema de Vigilancia de la Calidad del Aire Industrial SVCAI Indicativo. (...)

Tercer cargo: Realizar monitoreos de la calidad de las aguas residuales domésticas e industriales en el afluente y efluente de las plantas y sistemas de tratamiento respecto de los parámetros de Coliformes fecales y Coliformes totales así como en las aguas del río Magdalena realizados aguas abajo de la presa respecto de los parámetros de CO<sub>2</sub>, carbono orgánico, nitrógeno amoniacal, fósforo orgánico, fósforo inorgánico, fosfatos, coliformes totales y coliformes fecales, con el Laboratorio Daphnia Ltda, para los cuales no se encontraba acreditado por el IDEAM.

El valor de la sanción corresponde a \$182.030.

Se está preparando el concepto técnico ambiental y legal para interponer la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por \$700.000.000 por considerar que el Grupo incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra el Grupo, y este no fue notificado correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de la sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo. Desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

- b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP \$242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, el Grupo incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción, a la fecha no hay más movimientos.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

### **31. 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 30 de septiembre de 2024, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 33,72 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

A su vez, en lo corrido del año al 30 de septiembre de 2024 se liquidaron 52,68 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 30 de septiembre 2024 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en TES \$995.365 los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

**Distribución**

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, el Grupo, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P. cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 30 de septiembre de 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 30 de septiembre 2024 la valoración de Trading para el Grupo cierra así:

Operación		MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$(1.726.609)	21
<b>Total</b>		<b>\$(1.726.609)</b>	<b>21</b>

**32. 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 30 de septiembre de 2024:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.422.590.916	\$ 2.431.146.971
<b>Total de activos financieros</b>	<b>\$ 2.422.590.916</b>	<b>\$ 2.431.146.971</b>
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios	\$ 6.618.445.504	\$ 7.471.119.066
Bonos emitidos	1.746.275.932	1.795.759.753
Obligaciones por leasing	297.759.976	290.626.154
<b>Total de pasivos</b>	<b>\$ 8.662.481.412</b>	<b>\$ 9.557.504.973</b>
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801
<b>Total de activos no financieros</b>	<b>\$ 23.507.127</b>	<b>\$ 78.330.801</b>

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>		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214
<b>Total de activos financieros</b>	<b>\$ 2.667.513.875</b>	<b>\$ 2.670.671.214</b>
<b>Pasivos financieros (2)</b>		
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>		
Bonos de Carbono	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801
<b>Total de activos no financieros</b>	<b>\$ 23.507.127</b>	<b>\$ 78.330.801</b>

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de septiembre 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

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

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P, al 30 de septiembre de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$78.330.801 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$16.485.062 y 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$23.674.181 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO<sub>2</sub> con impacto en el inventario por \$(54.823.674). (Ver Nota 9).

### 33. Categorías de activos y pasivos financieros

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

	Al 30 de septiembre de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Activos Financieros</b>				
<b>Costo Amortizado</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.048.100.747	-	\$ 1.629.477.082	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.369.910.709	52.680.207	2.610.259.197	57.254.678
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	17.831.487	-	15.835.483	-
Otros activos financieros	23.297.228	361.964.054	8.445.751	365.208.600
<b>Total Activos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 3.459.140.171</b>	<b>\$ 414.644.261</b>	<b>\$ 4.264.017.513</b>	<b>\$ 422.463.278</b>
<b>Valor Razonable con cambios en Resultados</b>				
Otros activos financieros	3.139.056	160.126	3.713.944	-
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados</b>	<b>\$ 3.139.056</b>	<b>\$ 160.126</b>	<b>\$ 3.713.944</b>	<b>\$ -</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros activos financieros	22.939.519	14.949.925	7.527.351	-
<b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 22.939.519</b>	<b>\$ 14.949.925</b>	<b>\$ 7.527.351</b>	<b>\$ -</b>
<b>Pasivos Financieros</b>				
<b>Costo Amortizado</b>				
Otros pasivos financieros	\$ 1.579.070.345	\$ 7.083.411.067	\$ 2.103.764.515	\$ 7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.430.392.299	76.707.795	3.070.227.174	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.437.267.387	262.350.721	266.929.547	246.389.316
<b>Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado</b>	<b>\$ 5.446.730.031</b>	<b>\$ 7.422.469.583</b>	<b>\$ 5.440.921.236</b>	<b>\$ 7.741.087.866</b>
<b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>				
Otros pasivos financieros	11.071.757	-	76.927.698	-
<b>Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>	<b>\$ 11.071.757</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 76.927.698</b>	<b>\$ -</b>

### 34. 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 30 de septiembre de 2024.

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Resultados por segmentos para el período**

enero - septiembre de 2024	Segmentos al 30 de septiembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.034.822.908	\$ 6.598.708.589	\$ (199.729.905)	\$ 12.433.801.592
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	177.323.049	521.407.408	(698.730.457)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 6.212.145.957</b>	<b>\$ 7.120.115.997</b>	<b>\$ (898.460.362)</b>	<b>\$ 12.433.801.592</b>
Aprovisionamientos y servicios	(3.068.391.677)	(3.733.779.021)	155.162.206	(6.647.008.492)
Depreciación y amortización	(372.989.812)	(450.739.108)	-	(823.728.920)
Gastos de personal	(194.860.056)	(231.379.082)	-	(426.239.138)
Otros ingresos (costos)	(284.680.610)	(140.569.008)	44.567.699	(380.681.919)
Ingresos financieros	75.920.125	109.688.864	(30.477.321)	155.131.668
Gastos financieros	(450.645.267)	(498.083.962)	30.477.321	(918.251.908)
Diferencias en Cambio	(16.573.963)	(7.722.847)	-	(24.296.810)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	149.323.858	(2.223.101)	(150.441.029)	(3.340.272)
Resultado de otras inversiones	41.726.729	-	(41.726.729)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(562.193)	(5.625.961)	-	(6.188.154)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (5.808.921)</b>	<b>\$ (39.725.810)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (45.534.731)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(5.808.921)	(39.725.810)	-	(45.534.731)
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.084.604.170</b>	<b>\$ 2.119.956.961</b>	<b>\$ (890.898.215)</b>	<b>\$ 3.313.662.916</b>
Gasto por impuesto de renta	(504.360.876)	(565.475.320)	-	(1.069.836.196)
<b>Utilidad neta</b>	<b>\$ 1.580.243.294</b>	<b>\$ 1.554.481.641</b>	<b>\$ (890.898.215)</b>	<b>\$ 2.243.826.720</b>

**Resultados por segmentos para el período**

enero - septiembre de 2023	Segmentos al 30 de septiembre de 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 6.302.296.999	\$ 6.189.679.188	\$ (205.038.474)	\$ 12.286.937.713
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	512.370.599	175.984.788	(688.355.387)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 6.814.667.598</b>	<b>\$ 6.365.663.976</b>	<b>\$ (893.393.861)</b>	<b>\$ 12.286.937.713</b>
Aprovisionamientos y servicios	(2.573.523.030)	(3.726.901.041)	148.121.074	(6.152.302.997)
Depreciación y amortización	(362.997.156)	(399.523.768)	1.891.453	(760.629.471)
Gastos de Personal	(201.848.731)	(219.770.720)	-	(421.619.451)
Otros ingresos (costos)	(225.290.490)	(183.151.837)	56.917.400	(351.524.927)
Ingresos financieros	84.742.553	188.775.895	(40.196.570)	233.321.878
Gastos financieros	(774.352.381)	(460.922.220)	40.196.570	(1.195.078.031)
Diferencias en Cambio	36.245.735	1.328.972	-	37.574.707
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	(221.718.271)	(78.325.894)	304.795.410	4.751.245
Resultado de otras inversiones	116.994.820	2.428.619	(109.229.655)	10.193.784
Resultados en venta y disposición de activos	(88.398)	(3.496.340)	-	(3.584.738)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ 122.569.519</b>	<b>\$ (34.941.327)</b>	<b>\$ 12.293.133</b>	<b>\$ 99.921.325</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	122.569.519	(34.941.327)	12.293.133	99.921.325
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.815.401.768</b>	<b>\$ 1.451.164.315</b>	<b>\$ (478.605.046)</b>	<b>\$ 3.787.961.037</b>
Gasto por impuesto de renta	(1.008.924.323)	(489.470.287)	-	(1.498.394.610)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 1.806.477.445</b>	<b>\$ 961.694.028</b>	<b>\$ (478.605.046)</b>	<b>\$ 2.289.566.427</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

Posición Financiera por segmentos al 30 de septiembre de 2024	Segmentos al 30 de septiembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 15.689.635.928	\$ 7.126.742.168	\$ -	\$ 22.816.378.096
Activos Intangibles	1.028.055.178	349.724.468	-	1.377.779.646
Cuentas por cobrar	2.100.386.100	1.590.621.920	(1.250.585.617)	2.440.422.403
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.645.378.034	63.413.843	(4.657.748.911)	51.042.966
Otros Activos	2.005.620.644	1.022.556.478	-	3.028.177.122
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 25.469.075.884</b>	<b>\$ 10.153.058.877</b>	<b>\$ (5.908.334.528)</b>	<b>\$ 29.713.800.233</b>
Pasivos financieros	4.113.182.992	4.560.370.177	-	8.673.553.169
Cuentas por pagar	3.496.413.869	1.960.889.950	(1.250.585.617)	4.206.718.202
Provisiones	460.721.101	59.807.206	-	520.528.307
Otros Pasivos	977.603.033	550.675.447	-	1.528.278.480
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 9.047.920.995</b>	<b>\$ 7.131.742.780</b>	<b>\$ (1.250.585.617)</b>	<b>\$ 14.929.078.158</b>

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023	Segmentos al 31 de diciembre de 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 14.224.892.685	\$ 7.532.114.675	\$ 1.772.454	\$ 21.758.779.814
Activos Intangibles	1.051.133.519	448.117.158	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	1.849.801.084	1.911.351.915	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.227.434.815	65.994.422	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.426.110.830	1.173.642.199	-	3.599.753.029
<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	1.176.725.352	749.486.515	-	1.926.211.867
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 8.668.573.096</b>	<b>\$ 8.038.777.042</b>	<b>\$ (1.077.803.642)</b>	<b>\$ 15.629.546.496</b>

Resultados por segmentos para el período enero - septiembre de 2024	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 11.458.285.690	\$ 69.833.064	\$ 767.167.602	\$ 338.245.141	\$ (199.729.905)	\$ 12.433.801.592
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	698.730.457	-	-	-	(698.730.457)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 12.157.016.147</b>	<b>\$ 69.833.064</b>	<b>\$ 767.167.602</b>	<b>\$ 338.245.141</b>	<b>\$ (898.460.362)</b>	<b>\$ 12.433.801.592</b>
Aprovisionamientos y servicios	(6.264.606.632)	(271.818)	(349.876.418)	(187.415.830)	155.162.206	(6.647.008.492)
Depreciación y amortización	(677.640.455)	(22.194.171)	(84.553.067)	(39.341.227)	-	(823.728.920)
Gastos de Personal	(385.824.869)	(7.584.923)	(17.970.673)	(14.858.673)	-	(426.239.138)
Otros ingresos (costos)	(322.243.289)	(20.985.916)	(47.336.813)	(34.683.600)	44.567.699	(380.681.919)
Ingresos financieros	143.307.547	10.718.215	26.742.488	4.840.739	(30.477.321)	155.131.668
Gastos financieros	(872.121.438)	(23.210.152)	(51.060.241)	(2.337.398)	30.477.321	(918.251.908)
Diferencias en Cambio	(22.785.577)	(1.013.266)	(242.158)	(255.809)	-	(24.296.810)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	147.100.757	-	-	-	(150.441.029)	(3.340.272)
Resultado de otras inversiones	-	-	41.726.729	-	(41.726.729)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(5.946.398)	423	-	(242.179)	-	(6.188.154)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ (45.397.134)</b>	<b>\$ (139.114)</b>	<b>\$ 80.665</b>	<b>\$ (79.148)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (45.534.731)</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(45.397.134)	(139.114)	80.665	(79.148)	-	(45.534.731)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 3.850.858.659</b>	<b>\$ 5.152.342</b>	<b>\$ 284.678.114</b>	<b>\$ 63.872.016</b>	<b>\$ (890.898.215)</b>	<b>\$ 3.313.662.916</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(979.483.642)	107.571	(78.404.197)	(12.055.928)	-	(1.069.836.196)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 2.871.375.017</b>	<b>\$ 5.259.913</b>	<b>\$ 206.273.917</b>	<b>\$ 51.816.088</b>	<b>\$ (890.898.215)</b>	<b>\$ 2.243.826.720</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Resultados por segmentos para el periodo**

enero - septiembre de 2023	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2023					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 11.286.868.047	\$ 61.290.436	\$ 758.009.303	\$ 385.808.401	\$ (205.038.474)	\$ 12.286.937.713
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	688.355.387	-	-	-	(688.355.387)	-
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 11.975.223.434</b>	<b>\$ 61.290.436</b>	<b>\$ 758.009.303</b>	<b>\$ 385.808.401</b>	<b>\$ (893.393.861)</b>	<b>\$ 12.286.937.713</b>
Aprovisionamientos y servicios	(5.652.513.094)	(4.867.598)	(419.388.874)	(223.654.505)	148.121.074	(6.152.302.997)
Depreciación y amortización	(607.884.729)	(24.122.162)	(87.228.929)	(43.285.104)	1.891.453	(760.629.471)
Gastos de Personal	(375.061.025)	(9.682.070)	(20.293.431)	(16.582.925)	-	(421.619.451)
Otros ingresos (costos)	(251.377.960)	(66.442.124)	(44.022.880)	(46.599.363)	56.917.400	(351.524.927)
Ingresos por intereses	224.826.063	11.052.133	32.678.068	4.962.184	(40.196.570)	233.321.878
Gastos por intereses	(871.368.723)	(301.568.315)	(59.958.209)	(2.379.354)	40.196.570	(1.195.078.031)
Diferencias en Cambio	38.193.824	(491.860)	172.045	(299.302)	-	37.574.707
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	(300.044.165)	-	-	-	304.795.410	4.751.245
Resultado de otras inversiones	2.428.619	-	116.377.129	617.691	(109.229.655)	10.193.784
Resultados en venta y disposición de activos	(3.631.738)	8.737	-	38.263	-	(3.584.738)
<b>Otros rubros no monetarios:</b>	<b>\$ 88.100.848</b>	<b>\$ (9.694)</b>	<b>\$ (534.009)</b>	<b>\$ 71.047</b>	<b>\$ 12.293.133</b>	<b>\$ 99.921.325</b>
Pérdidas por deterioro de activos financieros	88.100.848	(9.694)	(534.009)	71.047	12.293.133	99.921.325
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>\$ 4.266.891.354</b>	<b>\$ (334.832.517)</b>	<b>\$ 275.810.213</b>	<b>\$ 58.697.033</b>	<b>\$ (478.605.046)</b>	<b>\$ 3.787.961.037</b>
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(1.429.536.039)	1.435.619	(56.689.334)	(13.604.856)	-	(1.498.394.610)
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 2.837.355.315</b>	<b>\$ (333.396.898)</b>	<b>\$ 219.120.879</b>	<b>\$ 45.092.177</b>	<b>\$ (478.605.046)</b>	<b>\$ 2.289.566.427</b>

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 19.400.768.860	\$ 124.980.020	\$ 1.850.231.397	\$ 1.440.397.819	\$ -	\$ 22.816.378.096
Activos Intangibles	657.571.235	160.164.221	512.272.281	47.771.909	-	1.377.779.646
Cuentas por cobrar	2.235.490.675	221.454.286	824.459.086	409.603.973	(1.250.585.617)	2.440.422.403
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.225.397.700	714.064.080	769.244.013	86.084	(4.657.748.911)	51.042.966
Otros Activos	2.115.548.087	213.966.648	466.587.487	232.074.900	-	3.028.177.122
<b>Total Activos Operativos</b>	<b>\$ 27.634.776.557</b>	<b>\$ 1.434.629.255</b>	<b>\$ 4.422.794.264</b>	<b>\$ 2.129.934.685</b>	<b>\$ (5.908.334.528)</b>	<b>\$ 29.713.800.233</b>
Pasivos financieros	8.619.521.730	2.306.388	22.280.379	29.444.672	-	8.673.553.169
Cuentas por pagar	3.414.133.087	579.461.538	1.198.536.694	265.172.500	(1.250.585.617)	4.206.718.202
Provisiones	491.373.973	-	29.154.334	-	-	520.528.307
Otros Pasivos	1.257.768.453	34.137.456	227.621.874	8.750.697	-	1.528.278.480
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 13.782.797.243</b>	<b>\$ 615.905.382</b>	<b>\$ 1.477.593.281</b>	<b>\$ 303.367.869</b>	<b>\$ (1.250.585.617)</b>	<b>\$ 14.929.078.158</b>

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2023					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 18.550.153.710	\$ 118.281.394	\$ 1.745.388.968	\$ 1.343.183.288	\$ 1.772.454	\$ 21.758.779.814
Activos Intangibles	788.296.571	163.226.893	496.152.426	51.574.787	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	2.472.181.362	177.204.428	659.498.183	452.269.026	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.931.920.881	655.391.687	706.037.659	79.010	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.819.713.359	199.590.058	421.707.164	158.742.448	-	3.599.753.029
<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	1.703.418.081	35.225.507	180.472.845	7.095.434	-	1.926.211.867
<b>Total Pasivos Operativos</b>	<b>\$ 14.422.262.098</b>	<b>\$ 567.290.774</b>	<b>\$ 1.415.138.733</b>	<b>\$ 302.658.533</b>	<b>\$ (1.077.803.642)</b>	<b>\$ 15.629.546.496</b>

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**35. Temas relevantes**

**Autorización construcción y puesta en servicios Parque Solar Guayepo III**

El 12 de enero de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó la construcción y puesta en servicio del parque solar Guayepo III, así como la suscripción y ejecución de todos los documentos y actos necesarios para tal fin, incluyendo la adquisición del cien por ciento (100%) de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.

**Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40**

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acordado con la Agencia Nacional de Infraestructura- ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.868.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P., ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre. 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.

**Novedades de la Alta Gerencia y Comité de Auditoría**

El 21 de marzo de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., nombró los siguientes miembros del Comité de Auditoría:

<b><u>Principal</u></b>	<b><u>Suplente</u></b>
- Francesco Bertoli	- Monica Cataldo
- Juan Ricardo Ortega	- Andres Baracaldo Sarmiento
- Carolina Soto Losada	- Ruty Paola Ortiz Jara
- Astrid Martinez Ortiz	- Mario Trujillo Hernandez

**Novedades de los Directores y miembros de la Alta Gerencia**

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2024, la Junta Directiva: i) designó al señor Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P., a partir del 1 de abril de 2024, y ii) aceptó la renuncia del señor Luciano Tommasi como Gerente General con efectos a partir del 31 de marzo de 2024.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Tramo de Bonos Ordinarios**

El 4 de abril de 2024, quedó en firme la Resolución No. 0393 del 28 de febrero de 2024, mediante la cual, se cancela la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores - RNVE del Octavo Tramo de Bonos Ordinarios que estaba a cargo de Codensa S.A. E.S.P., y que fue trasladado a Enel Colombia S.A. E.S.P., en virtud del perfeccionamiento del proceso de fusión por absorción, por valor de 195.000 millones de pesos. Lo anterior no representa impacto financiero para el Grupo.

**Aprobación del proyecto solar Atlántico Photovoltaic**

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committee, y el 6 de mayo en Junta Directiva, fue aprobada la construcción del proyecto Atlántico, con una capacidad de 256MWp. La inversión en este proyecto es por un valor total aproximado de 199,4 MUSD (0.78 MUSD/MWp).

**Medidas Gubernamentales para mitigar un riesgo de racionamiento por el fenómeno del niño**

Debido a que el fenómeno del niño se extendió más tiempo del previsto inicialmente, el gobierno nacional se vio en la necesidad de implementar diversas medidas transitorias para mitigar un riesgo de racionamiento en caso de que el periodo seco se extendiera aún más, como las siguientes:

- Resolución Ministerio de Minas y Energía (MME) 40116 (2 de abril de 2024): medidas transitorias para el abastecimiento de la demanda debido a condiciones energéticas del verano 2023 – 2024 (Meta Térmica)
- Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101-038 (15 de abril de 2024): medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores.
- Resolución CREG 101-041 (20 de abril de 2024): mediante la cual establece medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24.
- Circular MME 40017 (20 de abril de 2024): mediante la cual esta cartera anuncia su decisión de prorrogar hasta el 31 de mayo de 2024 las medidas dispuestas por la Resolución 40116 de 2024.
- Adicionalmente, la CREG expidió la Resolución 701038 de 2024 mediante la cual se propone la nueva metodología de comercialización. Este documento en consulta está para comentarios hasta el 25 de agosto de 2024.

Estas medidas han tenido algunos impactos negativos en los ingresos operativos del mes abril, sin representar pérdidas o riesgos para la viabilidad financiera del Grupo. Al empezar la temporada de lluvias y por tratarse de medidas transitorias no se espera un impacto futuro, por lo que después de superada la situación hay una señal de tranquilidad para el sector.

**Proceso liquidación de energía Costa Rica**

El 1 de abril de 2024, las generadoras Chucas, Don Pedro y Rio Volcán recibieron comunicado del Instituto Costarricense de Energía Eléctrica (ICE) en el que se menciona que, a partir del proceso de liquidación de la energía entregada en marzo 2024 por parte de su representada, toda facturación que corresponde al cobro de esta venta no deberá incluir el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Lo anterior, tiene su fundamento en el inciso 36 del artículo 8 de la Ley del IVA, que establece la exención de este impuesto a la “compra de energía eléctrica para su distribución”, concepto

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

dentro del cual se encuentra la energía adquirida por el ICE a las empresas de generación privada.

**Levantamiento de la medida cautelar cobro de la multa P.H. Chucás S.A. (Costa Rica)**

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha solicitado el levantamiento de la medida cautelar que impedía el cobro de la multa a P.H. Chucás S.A. por retraso de la construcción del Proyecto Chucás, por un monto de US\$4.631.704,00. Sobre dicho monto, el ICE ya había retenido US\$2.449.626,32, por lo que el saldo por cobrar sobre dicha multa es de US\$2.182.077,68. Chucás no cuenta con ningún medio legal para mantener la medida cautelar; por lo que una vez la misma sea levantada por el Juzgado Contencioso Administrativo, el ICE comunicará a Chucás la reactivación del cobro mediante retención de la facturación por venta de energía y disponibilidad de la planta.

**Autorización fusión Enel Renovable y Progreso Solar (Panamá)**

El 24 de mayo de 2024 quedó inscrita la fusión entre las sociedades Enel Renovables S.R.L. (Entidad absorbente) y Progreso Solar 20 MW S.A. (entidad absorbida) ante el Registro Público de Panamá.

**Autorización fusión Generadora de Occidente y Generadora Montecristo (Guatemala)**

El 8 de mayo se notificó el avance en la autorización de la fusión ente Generadora de Occidente S.A. (sociedad absorbente) y Generadora Montecristo S.A. (sociedad absorbida), se espera que se formalice en los próximos meses.

**Nuevas normas Regulatorias y legales**

El 2 de julio de 2024, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40225 de 2024 la cual tiene como objetivo reducir las tarifas de energía eléctrica en el país y establece lineamientos generales para renegociar los contratos de energía entre agentes; la CREG debe expedir normatividad de aplicación y metas. Se pueden presentar posibles impactos en el futuro en caso de decidir renegociar.

**Pago de Dividendos**

El 29 de julio de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó la primera cuota de los dividendos ordinarios decretados correspondientes al resultado de 2023.

**Fusión Jaguito Solar 10 MW, S.A. y Enel Renovable, S.R.L. (Panamá)**

El 1 de agosto de 2024 quedó inscrita ante registro público de Panamá la fusión entre las compañías Jaguito Solar 10 MW, S.A. (sociedad absorbida) y Enel Renovable, S.R.L. (sociedad absorbente).

**Adquisición sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P.**

El 5 de agosto de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. adquirió el 100% de las acciones de la sociedad Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P., situación que se traduce en un cambio en la estructura societaria del Grupo. Actualmente se están adelantando los trámites legales correspondientes.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Sentencia que anula la liquidación de la contribución especial de 2020**

El 9 de agosto de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada de la sentencia de segunda instancia de la Sección Cuarta del Consejo de Estado, que anula la liquidación de la contribución especial de 2020 de Emgesa S.A. E.S.P. y se ordena la devolución de los montos pagados a la SSPD por este concepto. El monto que se pagó por Contribución Especial por el año 2020 por Emgesa S.A. E.S.P. fue de \$4.393.606 valor que será indexado por IPC según lo considerado en la sentencia.

**Disolución y liquidación Enel X Way S.A. E.S.P.**

El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P., sociedad que tiene por objeto social realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta, adquisición, importación y exportación, desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga eléctrica.

**36. Eventos subsecuentes**

**Estatuto de desabastecimiento a nivel nacional**

A partir del 30 de septiembre de 2024, se declaró en riesgo el sistema eléctrico colombiano, atendiendo a los parámetros establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014, con lo que se activó el estatuto de riesgo de desabastecimiento por primera vez desde su creación en el año 2014, esto como consecuencia de que el país se encuentra atravesando por el mínimo histórico en materia de aportes hidrológicos.

El Estatuto tiene como objetivo garantizar la seguridad del sistema eléctrico para enfrentar un futuro verano entre enero y abril de 2025, con lo cual se preserva el nivel de embalse agregado, limitando la capacidad de generación de plantas hidráulicas en condiciones normales y priorizando el despacho termoeléctrico. Esta situación tendrá impactos en la operación de todas las empresas del sector eléctrico colombiano, por la intervención en la generación real y en los precios. En el caso de Enel Colombia S.A. E.S.P., se prevé que este evento impactará los resultados esperados del último trimestre del año. Actualmente la cuantía del impacto es indeterminada. Cabe mencionar, que el mecanismo prevé la recuperación económica del impacto en los meses siguientes a la finalización de la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento.

**Contrato de crédito Investment European Bank (IEB)**

Enel Colombia S.A. E.S.P., informa que el día 10 de octubre de 2024 suscribió un contrato de crédito con Investment European Bank (IEB) por un monto de hasta USD300 millones equivalentes en COP. El crédito está respaldado parcialmente con una garantía de SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado durante un periodo de 1 año a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos se destinarán a financiar la construcción del Parque Solar Guayepo I y II, así como a fortalecer y desarrollar el negocio de distribución mediante proyectos de modernización, resiliencia y fortalecimiento de la red, además de la interconexión y expansión de esta, promoviendo también la integración de nuevos clientes, energías renovables y soluciones de movilidad eléctrica. El contrato incluye los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiación, que podrían derivar en la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato de crédito no incluye mecanismos de repetición frente a terceros.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
(En miles de pesos colombianos)  
30 de septiembre de 2024

**Pago de dividendos Enel Panamá CAM S.R.L.**

El 16 de octubre de 2024, Enel Panamá CAM S.R.L., pagó a Enel Colombia S.A. E.S.P., dividendos por US7.432.522,49, correspondiente a los dividendos decretados el 27 de septiembre de 2024 de la utilidad del periodo 2023.

**Nulidad de creación Operadora Distrital de Transporte S.A.S.**

El 23 de octubre de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de segunda instancia dentro del proceso acumulado, confirmando la sentencia de primera instancia que declaró la nulidad del artículo 91 del Acuerdo 761 de 2020, que autorizaba la creación de la Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita".

En virtud de la declaratoria de nulidad del acto de creación, la Operadora Distrital de Transporte S.A.S. ha quedado incurso en causal de liquidación obligatoria.



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

Teléfono +57 (601) 618 8000  
+57 (601) 618 8100  
[www.kpmg.com/co](http://www.kpmg.com/co)

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL REPORTE EN LENGUAJE eXTENSIBLE BUSINESS REPORTING LANGUAGE (XBRL)**

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

### **Introducción**

He revisado el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) al 30 de septiembre de 2024 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

- el estado consolidado de situación financiera al 30 de septiembre de 2024;
- el estado consolidado de resultados y el estado consolidado del otro resultado integral por los períodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2024;
- el estado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2024;
- el estado consolidado de flujos de efectivo por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2024; y
- las notas al reporte.

La administración es responsable por la preparación y presentación de este reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por la presentación del reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) según instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada, basada en mi revisión.

### **Alcance de la revisión**

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una

revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

### **Conclusión**

Basada en mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión que me haga suponer que el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL), que incorpora la información financiera intermedia consolidada de Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2024, no ha sido preparado, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia e instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia.



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

13 de noviembre de 2024